

**DISEÑO PARA LA INTEROPERABILIDAD ENTRE UNA CENTRAL
HIDROELÉCTRICA Y UN CENTRO DE CONTROL MEDIANTE EL
PROTOCOLO IEC 60870-5-104**

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO

CARRERA: INGENIERÍA ELÉCTRICA

Tesis previa a la obtención del título de:
INGENIERO ELÉCTRICO

TEMA:

**DISEÑO PARA LA INTEROPERABILIDAD ENTRE UNA CENTRAL
HIDROELÉCTRICA Y UN CENTRO DE CONTROL MEDIANTE EL
PROTOCOLO IEC 60870-5-104**

AUTOR:

NESTOR SANTIAGO JARAMILLO VALLEJO

DIRECTOR:

EDWIN MARCELO GARCIA TORRES

Quito, Diciembre del 2014

DECLARATORIA DE AUTORÍA:

Yo, Néstor Santiago Jaramillo Vallejo autorizo a la Universidad Politécnica Salesiana la publicación total o parcial de este trabajo de grado y su reproducción sin fines de lucro.

Además declaro que los conceptos y análisis desarrollados y las conclusiones del presente trabajo son de exclusiva responsabilidad del autor.

Quito, 20 de Diciembre del 2014

Néstor Santiago Jaramillo Vallejo
CC: 1711727725

AUTOR

CERTIFICA:

Haber dirigido y revisado prolijamente cada uno de los capítulos técnicos y financieros del informe de la monografía, así como el funcionamiento del “Diseño para la Interoperabilidad entre una Central Hidroeléctrica y un Centro de Control mediante el Protocolo IEC- 60870-5-104” realizada por el Sr. Néstor Santiago Jaramillo Vallejo, previa a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico en la Carrera de Ingeniería Eléctrica.

Por cumplir los requisitos autoriza su presentación.

Quito, 20 de Diciembre del 2014

Ing. Edwin Marcelo García Torres
DIRECTOR

DEDICATORIA.

Néstor Santiago Jaramillo Vallejo

Este proyecto es dedicado

Con mucho amor

Para mi linda esposa Mireya y mis queridos hijos

Santiago, Sebastián y Evita.

AGRADECIMIENTO.

En primer lugar debo agradecer a DIOS por bendecir mi vida y permitir que termine mi carrera.

A mi esposa Mireya, gracias mi amor por estar mi lado, a pesar de los problemas que se presentaron en el camino.

A mis padres César y Conchita quienes con su sabiduría y paciencia me enseñaron a enfrentar los retos de la vida.

A los Ingenieros de la EEQ, Juan Pablo Idrovo, Pedro Larrea, Paul Gavilema, Ángelo Cadena y Luis Guevara, por su ayuda en la información y soporte técnico requerido en el desarrollo de este proyecto.

Al Ing. Marcelo García, Docente y amigo quién con mucho profesionalismo dirigió el desarrollo de este proyecto.

Santiago.

INDICE GENERAL

DECLARATORIA DE AUTORÍA.....	I
CERTIFICA	II
DEDICATORIA.	III
AGRADECIMIENTO.	IV
INDICE GENERAL	V
INDICE DE FIGURAS	XI
INDICE DE TABLAS	XV
INDICE DE ANEXOS.....	XVI
GLOSARIO DE TÉRMINOS.....	XVII
RESUMEN.....	XVII
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.....	2
I.GENERALIDADES Y FUNDAMENTOS TÉCNICOS	
.....	2
1.1 CENTRALES HIDROELÉCTRICAS.....	2
1.2 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO Y CARACTERÍSTICAS	3
1.3 TURBINAS HIDRÁULICAS	4
1.3.1 Turbinas Pelton	4
1.3.2 Turbinas Francis.....	4
1.4 EL GENERADOR ELÉCTRICO PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO	5
1.4.1 El generador trifásico sincrónico	5
1.4.2 Regulación de Velocidad.....	6
1.4.3 Regulación del voltaje	6

1.4.4	Paralelo de generadores	7
1.5	SISTEMAS SCADA	7
1.5.1	Descripción general.....	7
1.5.2	Objetivos.....	7
1.5.3	Estructura.....	8
1.5.4	El hardware	8
1.5.5	El software	9
1.5.6	Prestaciones	10
1.5.7	Ventajas	10
1.5.8	Entorno	11
1.5.9	Criterios de selección y diseño	12
1.6	PROTOCOLOS Y REDES DE COMUNICACIÓN.....	12
1.6.1	Funciones de nivel de enlace	12
1.6.2	Protocolos del enlace de datos	13
1.6.3	Modelo de referencia OSI (Open System Interconnection)	13
1.6.4	Arquitectura TCP/IP (<i>Transmission Control Protocol/Internet Protocol</i>)	14
1.7	REDES LOCALES	17
1.7.1	Definición	17
1.7.2	Clasificación	17
1.7.3	Topologías de red.....	17
1.7.4	Componentes de una red local	18
1.7.5	Interconexión de redes.....	18
1.7.6	Protocolos de encaminamiento	19
1.7.7	Redes LAN (Local Area Network)	19
1.7.8	Consideraciones sobre sistemas de redes LAN	20

1.7.9	LAN inalámbrica.....	21
1.8	NORMAS Y ESTÁNDARES APLICABLES	21
1.8.1	Estándares IEEE.....	21
1.8.2	Norma IEEE 802.....	21
1.8.3	IEEE 802.3 y Ethernet.....	22
1.8.4	Estándares IEC (<i>International Electrotechnical Commission</i>) 60870-5.....	22
1.8.5	Regulación Número CONELEC-005/08.....	23
CAPÍTULO II	24
II.	AUDITORÍA DE LAS CENTRALES DE GENERACIÓN Y DEL CENTRO DE CONTROL DE LA EEQ S.A.....	24
2.1	CENTRALES DE GENERACIÓN DE LA EEQ S.A.....	24
2.1.1	Estudio técnico de la Central Hidroeléctrica Cumbayá	24
2.1.2	Estudio técnico de la Central Hidroeléctrica Nayón	26
2.1.3	Estudio técnico de la Central Hidroeléctrica Guangopolo	28
2.1.4	Estudio técnico de la central hidroeléctrica Pasochoa	31
2.1.5	Estudio técnico de la central hidroeléctrica Los Chillos	33
2.1.6	Estudio técnico de la central termoeléctrica Gualberto Hernández	34
2.2	CENTRO DE CONTROL DE DISTRIBUCION DE LA EEQ S.A.....	36
2.2.1	Generalidades.....	36
2.2.2	Funcionalidad.....	36
2.2.3	Infraestructura.....	36
2.2.4	Personal Técnico	37
2.3	DESCRIPCIÓN DE LA RED DE COMUNICACIÓN DE LA EEQ	37
2.3.1	Sistema de red de datos y comunicaciones SCADA.....	38
2.3.2	Comunicaciones por fibra óptica	39

2.3.3	Ventajas y desventajas de los sistemas de fibra óptica.....	39
2.3.4	Tipos de fibra óptica.....	40
2.3.5	Fibra óptica utilizada en el sistema de red de la EEQ.....	41
2.3.6	Seguridad Perimetral de la red de comunicaciones firewall).....	42
2.4	DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA SCADA DEL CENTRO DE CONTROL DE DISTRIBUCIÓN DE LA EEQ.....	43
2.4.1	Concepto de SCADA/DMS.....	43
2.4.2	Sistema SCADA del Centro de Control.....	43
2.4.3	Software SCADA/SHERPA.....	44
2.4.4	Red LAN del Centro de Control.....	45
2.4.5	Componentes del sistema SCADA/SHERPA.....	46
2.4.6	Filosofía de Operación.....	47
2.5	DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN EN LA CENTRAL CUMBAYA.....	49
2.5.1	Proceso de automatización.....	49
2.5.2	Arquitectura.....	50
2.5.3	Sistema supervisorio	50
CAPÍTULO III	52
III.DISEÑO PARA LA INTEROPERABILIDAD ENTRE LA CENTRAL CUMBAYA Y EL CENTRO DE CONTROL	52
3.1 INTEROPERABILIDAD ENTRE LA CENTRAL HIDRÁULICA CUMBAYA Y EL CENTRO DE CONTROL.....	52	
3.1.1	Protocolo Modbus	52
3.1.2	Estructura del protocolo Modbus.....	53
3.1.3	Códigos de función de Modbus	54
3.1.4	Protocolo Modbus sobre TCP/IP	54

3.1.5	Protocolo IEC-60870-5-104	56
3.1.6	Estructura del protocolo IEC-60870-5-104	56
3.1.7	Estructura de la unidad de aplicación de datos (ASDU)	57
3.1.8	Interoperabilidad 104	58
3.2	DISEÑO PARA LA INTERCONEXIÓN.....	59
3.2.1	Generalidades.....	59
3.2.2	Subsistema de software	59
3.2.3	Subsistema de adquisición de datos	60
3.2.4	Subsistema de comunicaciones.....	61
3.3	DISEÑO DEL SISTEMA SCADA PARA EL CENTRO DE CONTROL DE LA CENTRAL CUMBAYA.....	62
3.3.1	Configuración del Gateway	62
3.3.2	Configuración de la estación maestra.....	64
3.3.3	Pruebas de comunicación 104 sobre TCP/IP (SMP GATEWAY)	69
3.3.4	Interfaz hombre-máquina (HMI)	71
3.4	BASE DE DATOS.....	74
3.4.1	Bases de datos relacionales.....	74
3.4.2	Estructura de la Información	76
3.4.3	Estructura de tablas de Telecontrol.	76
3.4.4	Estructura de tablas de Comunicaciones.	77
3.4.5	Estructura de Tablas de Usuarios.....	79
3.4.6	Estructura de Tablas de Definición de Históricos.....	79
3.4.7	Reportes web, Excel y PDF.....	80
CAPÍTULO IV	82
IV.ESTUDIO	DE	COSTOS
	82

4.1	Protocolo de pruebas para la validación de la interoperabilidad	83
4.2	Estudio para proyección a futuro	83
4.2.1	Situación actual.....	83
4.2.2	Descripción general del Centro de Control de Generación (CCG).....	84
4.2.3	Consolas de Operación.....	85
4.2.4	Interfaz Hombre-Máquina (HMI)	86
4.3	Análisis Relación Costo-Beneficio	87
4.3.1	Condiciones de eficiencia operativa.....	87
4.3.2	Costos	88
CONCLUSIONES		91
RECOMENDACIONES		93
REFERENCIAS		94
ANEXOS		97

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1: Partes principales de una Central Hidroeléctrica.....	2
Figura 1.2: Proceso Generación Hidráulica de Energía Eléctrica.....	3
Figura 1.3: Turbina Pelton 4.3 Mw, 400 rpm, Central Pasochoa EEQ.....	4
Figura 1.4: Rodete de una turbina Francis, 10 Mw., 514 rpm Central Cumbayá EEQ SA	5
Figura 1.5: Partes principales de un generador sincrónico de eje vertical [4]	6
Figura 1.6: Vista de un rotor de 14 polos salientes (514 rpm, 10 Mw) C.H. Cumbaya EEQ.	7
Figura 1.7: Idea básica de un Sistema SCADA	8
Figura 1.8: SCADA arquitectura básica de hardware	9
Figura 1.9: Terminal gráfico, sala de PLC's Central Hidroeléctrica Cumbaya.	10
Figura 1.10: Principio de redundancia	12
Figura 1.11: Modelo OSI	14
Figura 1.12: Datagrama IP	14
Figura 1.13: Formato del segmento TCP	16
Figura 1.14: Modelo cliente servidor de los protocolos TCP/IP en el nivel de aplicación. ..	17
Figura 1.15: Encaminamiento IP en una misma red.	19
Figura 1.16: Componentes de una LAN típica.	20
Figura 2.1: Vista interior de Casa de máquinas con los cuatro grupos generadores	25
Figura 2.2: Sala de control, cuatro monitores para el sistema supervisorio.....	25
Figura 2.3: Casa de máquinas de la Central Nayón, vista desde el tanque de presión.	26
Figura 2.4: Pantalla SCADA del sistema de captación de agua para la Central Nayón.....	27
Figura 2.5: Condiciones de trabajo en la captación de agua para el abastecimiento de Nayón	27
Figura 2.6: Vista panorámica de Casa de máquinas Central Guangopolo	29
Figura 2.7: Grupo de generadores de eje horizontal, de la Antigua Guangopolo	30

Figura 2.8: Grupo generador de eje vertical, de la nueva Guangopolo.....	30
Figura 2.9: Sala de control con dos monitores	31
Figura 2.10: Vista panorámica de la Central Hidroeléctrica Pasochoa.....	32
Figura 2.11: Unidad generadora de 2.812 KVA, Turbina Pelton eje horizontal.....	32
Figura 2.12: Casa de máquinas de la Central Hidroeléctrica Los Chillos.....	33
Figura 2.13: Vista de los dos grupos generadores de 900 Kw.....	34
Figura 2.14: Central Térmica Gualberto Hernández, vista de los 6 grupos generadores	35
Figura 2.15: Topología de Red de las Centrales de Generación de la EEQ.....	39
Figura 2.16: Diagrama general de un enlace inalámbrico	41
Figura 2.17: Seguridad perimetral del sistema de comunicaciones EEQ	42
Figura 2.18: Arquitectura del Centro de Control de Distribución de la EEQ	44
Figura 2.19: Integración de Subestaciones	45
Figura 2.20: Arquitectura de comunicaciones dentro de una Subestación.....	46
Figura 2.21: Despliegue de la pantalla para control de turbina del generador.....	51
Figura 3.1: Interacción cliente/servidor o maestro/esclavo de Modbus	52
Figura 3.2: Estructura de Modbus	53
Figura 3.3: Encapsulamiento de la trama Modbus en TCP.	55
Figura 3.4: Relación entre el modelo EPA y el modelo OSI.	56
Figura 3.5: Arquitectura para IEC-101 y IEC-104	57
Figura 3.6: Estructura de un mensaje de nivel de Aplicación (ASDU)	58
Figura 3.7: SCADA SHERPA, Estándares de un sistema abierto	60
Figura 3.8: Esquema de Comunicaciones	61
Figura 3.9: Concentrador de datos SMP/16CP	62
Figura 3.10: Flujograma de la implementación del proyecto.....	63
Figura 3.11: Sistema típico de automatización Maestro-Esclavo de SMP	63

Figura 3.12: Prueba de conectividad ping a la dirección 10.10.100.155	63
Figura 3.13: Inicio del programa SMP	64
Figura 3.14: Configuración del Gateway	64
Figura 3.15: Configuración del Gateway, parámetros TCP/IP	65
Figura 3.16: Ingreso de las señales análogas	65
Figura 3.17: Ingreso de las señales binarias.....	65
Figura 3.18: Configuración del maestro TCP/IP direccionado al PLC de Cumbaya.....	66
Figura 3.19: Envío de la nueva configuración al Gateway.....	67
Figura 3.20: Cuadro de dialogo para apagar y reiniciar el Gateway	67
Figura 3.21: Servidor Web para ver datos en tiempo real	68
Figura 3.22: Supervisión en tiempo real de las señales análogas	68
Figura 3.23: Supervisión en tiempo real de las señales binarias	68
Figura 3.24: Trazas generadas entre el Maestro y el protocolo esclavo	69
Figura 3.25: Suscribirse a protocolo maestro.....	70
Figura 3.26: Puntos suscritos protocolo maestro	70
Figura 3.27: Panel de ficheros situado en una lista de directorios	71
Figura 3.28: Panel principal del editor gráfico.....	72
Figura 3.29: Enlace de los dibujos dinámicos con la base de datos.	72
Figura 3.30: Dinámicos de enlace asociados con la base de datos en tiempo real.	73
Figura 3.31: Representación del listado de señales en tiempo real, con colores para identificar su valor y estado de cada señal.	73
Figura 3.32: Estructura general de las Bases de datos SHERPA	75
Figura 3.33: Relaciones de Telecontrol	77
Figura 3.34: Relaciones de Comunicaciones.....	78
Figura 3.35: Relaciones Usuario/Área Responsabilidad.....	79

Figura 3.36: Relaciones de Históricos	80
Figura 3.37: Cronológico de alarmas	81
Figura 4.1: Proceso de evaluación de proyectos.....	82
Figura 4.2: Integración de las centrales al Centro de Control.....	85
Figura 4.3: Actividades Típicas de un Proyecto SCADA	86
Figura 4.4: Periodo de recuperación de la inversión inicial	90

INDICE DE TABLAS

Tabla 2.1: Características Técnicas de los Generadores	24
Tabla 2.2: Características Técnicas de los Generadores	28
Tabla 2.3: Características Técnicas del Generador, nueva Guangopolo	29
Tabla 2.4: Características técnicas de la Antigua Guangopolo	30
Tabla 2.5: Características Técnicas de los grupos de generación	32
Tabla 2.6: Características Técnicas de los grupos de generación	34
Tabla 2.7: Características técnicas de los grupos de generación	35
Tabla 2.8: Capas del modelo de referencia ISO/OSI	38
Tabla 2.9: Subestaciones del tipo básico	47
Tabla 2.10: Subestaciones del tipo intermedio	48
Tabla 2.11: Subestaciones del tipo completo	48
Tabla 3.1 Formato típico de Modbus, estructura de mensajes	54
Tabla 3.2: Códigos de función de Modbus	55
Tabla 3.3: Señales análogas de los cuatro generadores	66
Tabla 3.4: Señales binarias de los cuatro generadores	66
Tabla 4.2: Resultado del análisis económico antes del proyecto	89
Tabla 4.3: Resultado del análisis económico después del proyecto	89
Tabla 4.4: Análisis para recuperación de la inversión	90

INDICE DE ANEXOS

Anexo 1– Arquitectura de automatización de la Central Cumbaya.	98
Anexo 2– Tabla de direcciones IEC-60870-5-104.....	99
Anexo 3- Tablas de configuración BDCONF.....	101
Anexo 4- Reporte de datos generado en diciembre de 2014	103
Anexo 5- Protocolo de Pruebas para validación del Proyecto	104
Anexo 6- Características del equipo principal (GATEWAY)	105
Anexo 7- Formatos de Operación utilizados actualmente.....	107
Anexo 8- Características de los equipos de comunicación.....	110

GLOSARIO DE TÉRMINOS

CCG:	Centro de Control de Generación
EEQ:	Empresa Eléctrica Quito S.A.
SEQ:	Sistema Eléctrico Quito
CENACE:	Centro Nacional de Control de Energía
CONELC:	Consejo Nacional de Electrificación
ICCP:	Protocolos de Intercambio de Información entre Centros de Control
DNP3.0:	Distributed Network Protocol 3.0 (Protocolo de Redes de Distribución 3.0)
SCADA:	Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos
IEC:	Comisión Electrotécnica Internacional
NEMA:	Asociación Norteamericana de Manufacturas Eléctricas
TCP/IP:	Protocolo Estándar de Comunicaciones de Internet
OPC-OLE:	Estándar de proceso de información, desarrollado en Windows, que permite el acceso datos de un cliente a un servidor
LAN:	Local Área Network (Red de Área Local)
WAN:	Wide Área Network (Red de Área Extendida)
MAN:	Metropolitan Área Network (Red de Área Metropolitana)
RTU:	Remote Terminal Unit (Unidad Terminal Remota)
MTU:	Master Terminal Unit (Unidad Terminal Maestra)
PLC:	Programmer Logic Controler (Controlador Lógico Programable)
ANSI:	American National Standards Institute
HMI:	Human Machine Interface (Interfaz Hombre-Máquina)
ISO	International Organization for Standardization (Organismo Internacional de Estandarización)

Resumen

“Diseño para la Interoperabilidad entre una Central Hidroeléctrica y un Centro de Control mediante el Protocolo IEC 60870-5-104”

Néstor Santiago Jaramillo Vallejo
sjaramillo@eeq.com.ec
Universidad Politécnica Salesiana

Resumen—“El presente trabajo, detalla el diseño de un proyecto piloto que tiene como objetivo, la implementación de una arquitectura para la interoperabilidad basado en la norma IEC 60870-5-104, entre los sistemas SCADA de la Central Hidroeléctrica Cumbaya y el Centro de Control.

El proyecto se centra principalmente en el acceso autorizado a cada uno de los sistemas SCADA, equipos de comunicación, interfaces de conexión, etc. con la intención de buscar la mejor alternativa para la incorporación de nuevas funcionalidades, acorde con las actuales tecnologías.

Es así que el trabajo se ha estructurado en cuatro capítulos:

- El primero describe el principio de funcionamiento de las centrales hidráulicas, sus generalidades y fundamentos técnicos.
- El segundo describe el estudio técnico a cada uno de los centros de generación, Centro de control, red de distribución y red de comunicaciones.
- El tercero describe el estudio, diseño e implementación del proyecto en el Centro de Control
- El cuarto, sobre la validación del proyecto así como los costos operativos y su implementación.

Como resultado se obtiene un sistema que permite monitorear en tiempo real todo un conjunto de datos generados en cada máquina. Finalmente habrá conclusiones y recomendaciones para futuros proyectos.

Abstract

“Design for the interoperability between Hydroelectric Power Station and Control Center by Means of the Protocol IEC 60870-5-104”

Néstor Santiago Jaramillo Vallejo
sjaramillo@eeq.com.ec
Universidad Politécnica Salesiana

Abstract— This paper details the design of a pilot project, which objective at implementing an interoperability architecture based on IEC 60870-5-104 standard, including SCADA systems hydroelectric Cumbaya and central control.

The project focuses mainly on the authorized each SCADA systems, communication equipment, connection interfaces, etc., with the intention search for better alternative for the incorporation of new functionalities, chord with the current technologies.

This paper is divided into four chapters:

- The first describes the principle of operation of hydroelectric plants, their general and technical merits.
- The second describes the technical study of each of the stations, control center, distribution network and communications network.
- The third describes the study, design and implementation of the project.
- The fourth on the validation of the project and operating costs and implementation.

As a result thereof, a system that allows real-time monitoring using graphical displays, a set of data generated in each machine is obtained. Finally there will be conclusions and recommendations for future projects.

INTRODUCCIÓN

Las centrales de generación propiedad de la Empresa Eléctrica Quito, desde el año 2007 han pasado por un proceso de modernización, con el objetivo principal de satisfacer las necesidades básicas del sistema como son: seguridad, confiabilidad y eficiencia en la producción de energía eléctrica. Sin lugar a duda desde el punto de vista tecnológico, se ha obtenido un efecto de mejora en los diferentes procedimientos operativos de cada planta. Sin embargo con toda esta incorporación tecnológica, las centrales de generación se encuentran distribuidas y funcionan como islas automatizadas, es decir como plataformas independientes, dentro de una red de generación, por tanto, es necesario la integración de éstas en un solo lugar denominado, Centro de Control de Generación (CCG), donde el operador del sistema, disponga en varias pantallas, toda la información efectiva y confiable, aspecto importante para fortalecer el manejo adecuado y eficiente de los recursos.

Por otra parte, la Ley de Régimen del Sector Eléctrico establece que, el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) está administrado por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) por lo cual, todo el hardware y software, así como los elementos y sistemas de medición, control y protección con los que consta el sistema SCADA, debe cumplir con los requerimientos establecidos en la Regulación CONELEC-005/08.

Siendo así, el presente proyecto de tesis, desarrolla un estudio de los medios de comunicación que actualmente dispone la EEQ, con el objetivo de establecer la creación de un Centro de Control de Generación CCG, dedicado a administrar exclusivamente los procesos de generación eléctrica, el mismo que estará basado en la arquitectura cliente/del servidor, utilizando el protocolo IEC 60870-5-104, permitiendo así el intercambio de la información entre las centrales y el CCG en tiempo real.

CAPÍTULO I

I. GENERALIDADES Y FUNDAMENTOS TÉCNICOS

1.1 CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

Las centrales hidroeléctricas (Figura 1.1) aprovechan la energía que el agua produce al desplazarse entre dos alturas diferentes para generar energía eléctrica. Aunque este tipo de central tiene un costo de construcción alto, su mantenimiento y sus costos de operación son bajos, por tal motivo es un tipo de central muy rentable. A esto hay que añadir que es una forma de producir electricidad muy amigable con el medio ambiente, porque no contamina [1] [2].

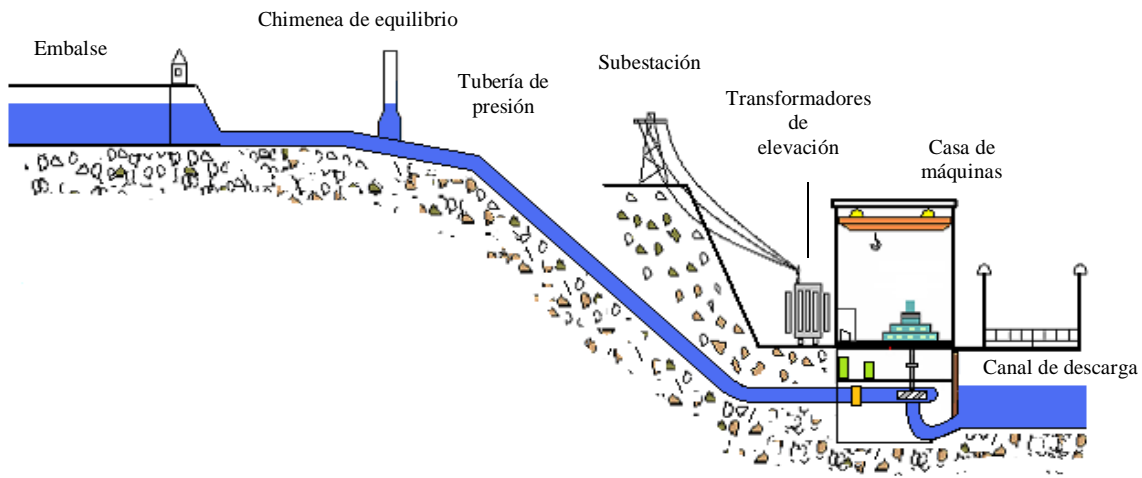


Figura 1.1: Partes principales de una Central Hidroeléctrica

Fuente: Curso de capacitación EEQ "Operación de Centrales Hidroeléctricas" Santiago Jaramillo Vallejo, Cumbaya 2007 [4]

Las principales partes que constituyen una central hidroeléctrica son:

Presa: Es la obra civil construida en el lecho de un río para conseguir una elevación del nivel del agua, para derivar o almacenar el agua regulando el caudal del río; su principal función es crear un salto de agua [3].

Embalse: Es el volumen de agua retenido por la presa [5].

Tubería de presión: Es la obra de conducción que lleva el agua a presión desde el embalse a la turbina hidráulica.

Chimenea de equilibrio: Tubería instalada perpendicularmente sobre la tubería de presión; diseñada para aliviar las sobrepresiones o depresiones bruscas producidas por el agua dentro de la tubería [3]

Turbina hidráulica: Máquina motriz acoplada al generador, permite transformar la energía cinética del agua en energía mecánica de rotación.

Casa de máquinas: Lugar donde se monta los grupos eléctricos para la generación de energía, así como la maquinaria auxiliar que se necesita para su funcionamiento.

Canal de descarga o desagüe: Obra civil por donde se evacua el agua después de ser turbinada para ser devuelta al cauce del río [3].

1.2 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO Y CARACTERÍSTICAS

El proceso (Figura 1.2) comienza, cuando la masa de agua represada en el embalse pasa a la tubería de presión y debido al salto geodésico la energía potencial, se transforma en energía cinética. En casa de máquinas, la turbina hidráulica transforma la energía cinética en energía mecánica, finalmente la turbina transmite la energía a un generador donde se transforma en energía eléctrica.

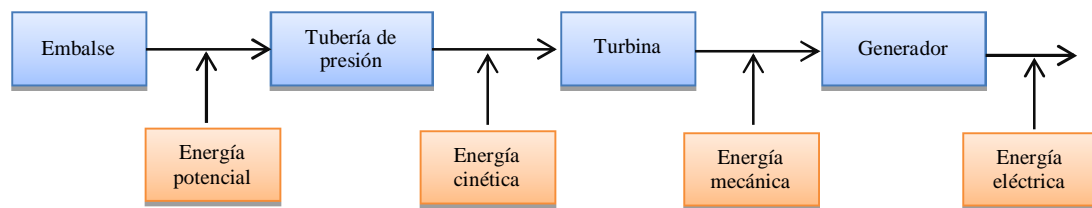


Figura 1.2: Proceso Generación Hidráulica de Energía Eléctrica
Fuente: Centrales Hidroeléctricas/Santos Benigno/2011/pag21 [5]

Para determinar la potencia de un proyecto Hidroeléctrico, se toma los siguientes parámetros y se calcula de la siguiente forma: [1]

$$P = 9,81 \cdot Q \cdot H \cdot \eta$$

Dónde:

- 9,81** : Valor de la constante de gravedad [m/s²]
- Q** : Caudal [m³/s]
- H** : Altura o caída de agua [m]
- η** : Eficiencia de la turbina [0,7 ~ 0,9]

1.3 TURBINAS HIDRÁULICAS

Son máquinas motrices que aprovechan la energía cinética producida por el agua al desplazarse entre dos alturas diferentes y la transforman en energía mecánica. De acuerdo con el tipo de altura y caudal del salto de agua, se construye una gran variedad de turbinas. [6]

1.3.1 Turbinas Pelton

Son aquellas en las que el chorro de agua que impulsa la turbina, no sufre desviación; Ésta tiene el mejor rendimiento entre los demás tipos, y permite el acoplamiento directo de los generadores eléctricos de alta velocidad, porque puede lograr elevadas velocidades tangenciales del rodete [6]. Se utilizan para saltos de alturas de 200 metros o mayores, y caudales de hasta $10 \text{ m}^3/\text{s}$; además tienen un excelente rendimiento para caudales de entre el 30 al 100 % del caudal máximo. [7]



Figura 1.3: Turbina Pelton 4.3 Mw, 400 rpm, Central Pasochoa EEQ.

. Fuente: El autor

1.3.2 Turbinas Francis

Son aquellas en las que la dirección de salida del chorro de agua que impulsa el rodete, no coincide con la dirección de entrada del mismo. Este tipo de turbinas se utilizan para saltos y caudales medios y también para saltos de gran caudal y poca altura [6], y son instaladas en muchas centrales hidroeléctricas, porque se adaptan a alturas de saltos desde unas decenas de metros hasta de 700 metros [8].



Figura 1.4: Rodete de una turbina Francis, 10 Mw., 514 rpm Central Cumbayá EEQ SA

Fuente: El autor

1.4 EL GENERADOR ELÉCTRICO PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

Básicamente un generador produce electricidad por la rotación de un grupo de conductores dentro de un campo magnético. Por lo tanto, la energía que entra a un generador, es la energía mecánica necesaria para hacer que giren los conductores. A la salida del generador se obtiene la fuerza electromotriz (f.e.m.), que se induce en los conductores cuando estos se mueven través del campo magnético. [9]

1.4.1 El generador trifásico sincrónico

Ésta máquina dispone de tres juegos de arrollamientos en el estator, con esto se logra producir una corriente alterna trifásica desfasada en 120° entre sí. En un generador sincrónico se le aplica corriente al devanado del rotor, la misma que produce un campo magnético; entonces el rotor del generador gira mediante un motor primario (turbina, motor de combustión, etc.) y produce un campo magnético rotacional dentro de la máquina. Este a su vez induce un grupo trifásico de voltajes en los devanados del estator del generador. [9]

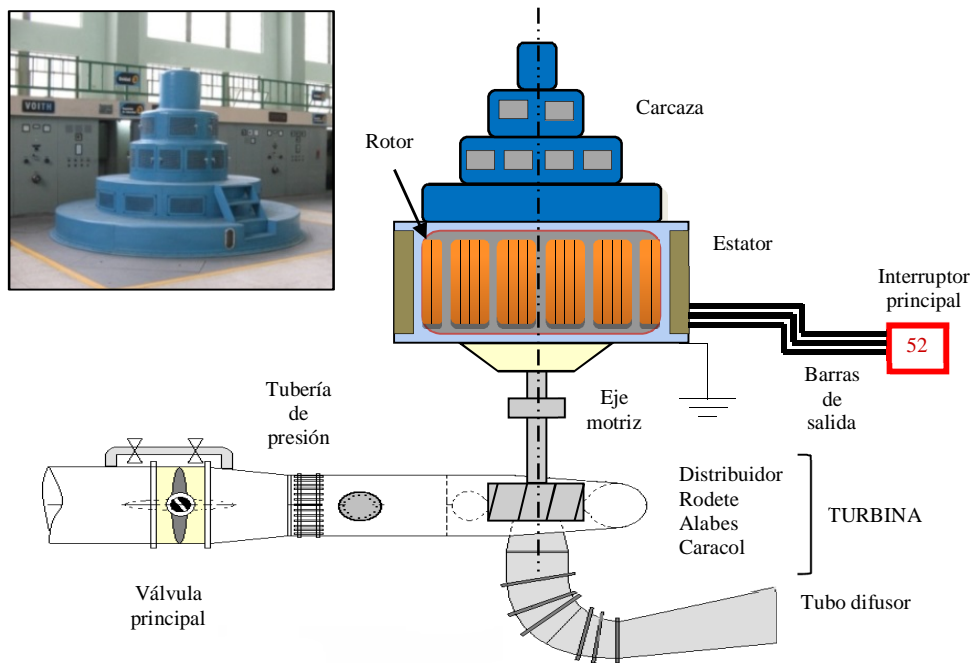


Figura 1.5: Partes principales de un generador síncrono de eje vertical [4]

Fuente: El autor

Prácticamente, el rotor de un generador es un electroimán. Los polos magnéticos del rotor pueden ser contruidos salientes proyectado hacia afuera. (Figura 1.6)

1.4.2 Regulación de Velocidad

En un generador eléctrico, el voltaje de salida y la frecuencia deben ser relativamente constantes con cualquier tipo de carga eléctrica. Cuando la carga es conectada al generador esta causa un campo magnético que interactúa con el campo magnético del rotor. La fuerza mecánica producida por la aparición de los dos campos magnéticos causa la reducción de velocidad en la fuerza motriz.; esta reducción es detectada por sensores de velocidad que envían una señal al gobernador que a su vez aumenta o disminuye la entrada de agua al rodete para mantener la velocidad constante.

1.4.3 Regulación del voltaje

Las centrales de generación están en la obligación de entregar un valor de voltaje de generación constante. Para ello se recurre a los dispositivos automáticos como los reguladores rápidos, éstos cuando se producen las oscilaciones de carga, acomodan la excitación del modo más rápido posible a las nuevas circunstancias.



Figura 1.6: Vista de un rotor de 14 polos salientes (514 rpm, 10 Mw) C.H. Cumbaya EEQ.

Fuente: El autor

1.4.4 Paralelo de generadores

Si un grupo de generación se va a conectar (paralelo) al sistema o a la barra infinita, debe cumplir con las siguientes condiciones:

- Los voltajes del generador y de la línea deben ser iguales
- Frecuencia del generador entrante, llamado en aproximación debe ser ligeramente mayor a la frecuencia del sistema en operación.

1.5 SISTEMAS SCADA [10]

1.5.1 Descripción general

El nombre **SCADA** significa: (*Supervisory Control And Data Acquisition* Control Supervisor y Adquisición de datos); es un sistema que permite el acceso a datos de un proceso de forma remota, realizando el control del mismo. [11]

1.5.2 Objetivos.

Los objetivos de un sistema SCADA son:

- **Economía.**- Práctico, se puede monitorear el proceso desde cualquier oficina sin necesidad de ir al sitio.
- **Accesibilidad.**- Con un solo clic se obtiene la información necesaria de todas las variables del proceso e incluso se puede modificar los parámetros.
- **Mantenimiento.**- Los datos del proceso se los almacena y organiza, así se logra programar fechas para mantenimientos.

- **Gestión.**- Los datos recopilados son usados mediante herramientas de estadística y gráficos, permitiendo el mejor rendimiento posible del proceso.
- **Flexibilidad.**- Cualquier modificación de alguna característica en el sistema de visualización no significa un gasto en tiempo y medios
- **Conectividad.**- Actualmente la comunicación de los protocolos permite la interconexión de sistemas de diferentes proveedores.

1.5.3 Estructura

Un sistema SCADA obedece generalmente a la estructura **Maestro-Esclavo**, es decir, la estación central (master) se comunica con el resto de estaciones (slaves) requiriendo de éstas una serie de acciones o datos. El sistema se divide en tres bloques principales (figura 1.7):

- Software de adquisición de datos de control (SCADA)
- Sistemas de adquisición y mando (sensores y actuadores)
- Sistema de interconexión (comunicaciones)

1.5.4 El hardware

Un sistema SCADA, necesita ciertos componentes inherentes de hardware en su sistema, de esta manera logra tratar y gestionar la información captada. Prácticamente a escala conceptual un SCADA está dividido en dos grandes bloques:

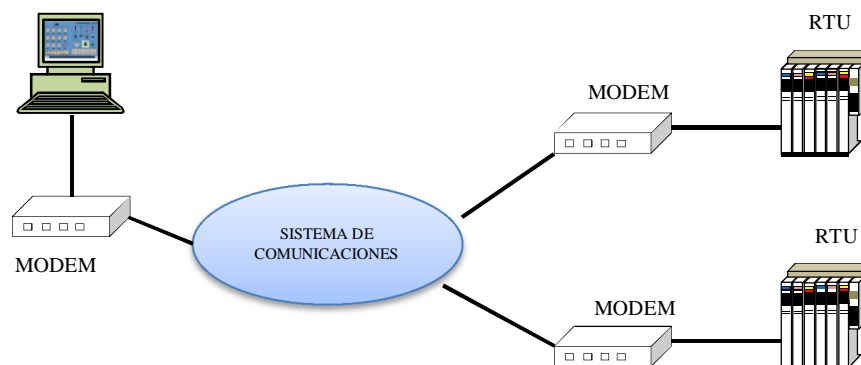


Figura 1.7: Idea básica de un Sistema SCADA [10]

Fuente: Sistemas SCADA/ Rodríguez Penín, Aquilino/pag.34/2007 [10]

- **Captadores de datos**, se encargan de recopilar los datos de los elementos de control del sistema (PLC's, reguladores, registradores)
- **Utilizadores de datos**, los clientes son los que se utilizan los registros recopilados para realizar el análisis de datos.

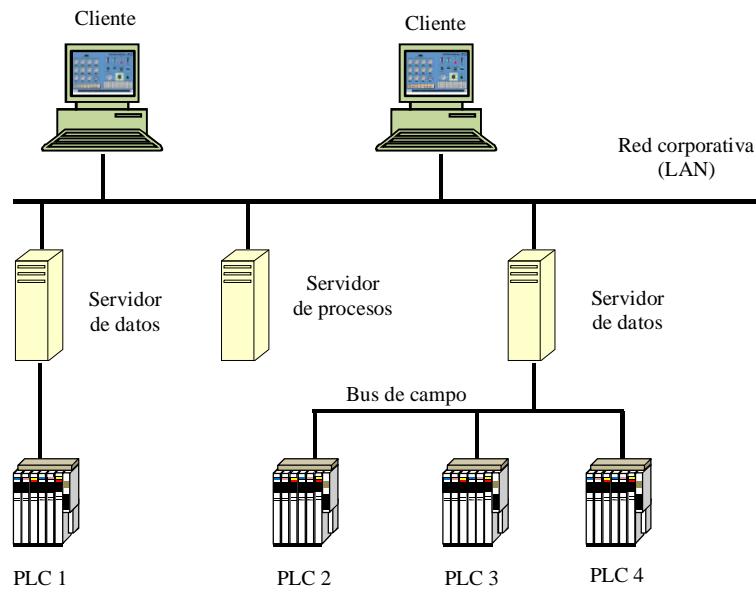


Figura 1.8: SCADA arquitectura básica de hardware [10]

Fuente: Sistemas SCADA/ Rodríguez Penín, Aquilino/pag.35/2007 [10]

Dentro de lo que se refiere a hardware también un sistema SCADA está conformado por los siguientes elementos básicos:

- **Computador Central o MTU** (*Master Terminal Unit*), computador principal el cual supervisa y recoge la información de los instrumentos de campo. Suele ser un PC, el cual soporta el HMI.
- **Unidades Terminales Remotas o RTU's** (*Remote Terminal Unit*), dispositivos ubicados estratégicamente, reciben las señales de los sensores de campo, y comandan los elementos finales de control de un SCADA.
- **Red de comunicación**, nivel donde se gestiona la información que las RTU's del sistema envían a la red.
- **Instrumentos de Campo**, son todos los dispositivos que permiten realizar el monitoreo y control del sistema (PLC's, actuadores, sensores)

1.5.5 El software

La ejecución del proceso se realiza mediante las pantallas del HMI (Interface Hombre-Máquina) en un computador o terminal gráfico (fig. 1.9), los controladores gestionan los enlaces de comunicación entre los elementos de control y los elementos de gestión.



Figura 1.9: Terminal gráfico, sala de PLC's Central Hidroeléctrica Cumbaya.

Fuente: El autor

Generalmente un sistema SCADA dispone del programa para el desarrollo del proyecto y el programa de ejecución (Run-time).

1.5.6 Prestaciones

Los sistema SCADA, comprende toda una serie de funciones y utilidades encaminadas a establecer una comunicación lo más clara posible entre el proceso y el operador. Entre las prestaciones de esta herramienta se destacan: [10]

- **Monitoreo.** Representación de datos en tiempo real, (temperatura, velocidad, nivel, etc.).
- **Supervisión.** De los datos de un proceso así como las herramientas de gestión para la toma de decisiones.
- **Visualización de alarmas y eventos.** Muestra los estados de las señales del sistema y los eventos acontecidos en la planta.
- **Mando.-** Se dispone de la posibilidad de que los operadores puedan cambiar consignas u otros datos claves del proceso desde el computador.
- **Seguridad de los datos.-** Se trata de una protección de datos contra las influencias externas malintencionadas, tanto al recibir como al enviar.
- **Seguridad de los accesos.** Se refiere a las zonas de programación comprometidas a usuarios no autorizados.

1.5.7 Ventajas

Las ventajas más evidentes de un SCADA son: [10]

- Las aplicaciones actuales permite la creación de sistemas funcionales sin necesidad de ser un experto en la materia.

- Los sistemas de PLC's están creados para funcionar en condiciones adversas, proporcionando robustez y fiabilidad al proceso que controla.
- Actualmente la modularidad de los PLC's, permiten adaptarlos a las necesidades actuales y ampliarlos posteriormente si es necesario.
- La versatilidad de integrar cualquier sensor o actuador en el programa de PLC's mediante las múltiples tarjetas de adquisición disponible.
- Con las herramientas de diagnóstico se consigue una localización más rápida de errores, permitiendo minimizar los periodos de paro en la planta.
- El concepto de telemantenimiento permite realizar modificaciones de software en las estaciones remotas (RTU) desde un centro de control.

Un conjunto de manuales de usuario y documentación técnica adecuados permiten el manejo satisfactorio por terceras personas.

- Los sistemas de diagnóstico implementados en los elementos de control informan continuamente de cualquier incidencia en los equipos.
- Las aplicaciones de visualización pueden presentar todo tipo de ayuda al usuario, desde la aparición de una alarma hasta la localización de la causa.
- Usando las tecnologías de celulares (GSM, GPRS, UMTS), los sistemas de control envían información mediante mensajes de correo electrónico o de voz sobre cualquier incidencia a los responsables del proceso.
- Con la tecnología WEB se logra el acceso desde cualquier punto geográfico a cualquier sistema de control.

1.5.8 Entorno

El esquema que presenta el flujo de información de un proceso, es similar a la conocida pirámide de automatización CIM (*Computer Integrated Manufacturativ*) (Fig.1.10). Esta pirámide presenta la estructura corporativa dividida en tres niveles, que engloban las funciones principales que se desarrollan en cada uno de ellos.

- **EPR.** (*Planificación de Recursos Empresariales*). Engloba toda la parte de gestión: finanzas, compras, ventas, logística.
- **MES.** (*Gestión de la producción*). Comprende la gestión de la calidad, documentación, gestión de producción, mantenimiento y optimización.
- **CONTROL.** Engloba toda la parte de automatización y control de procesos.

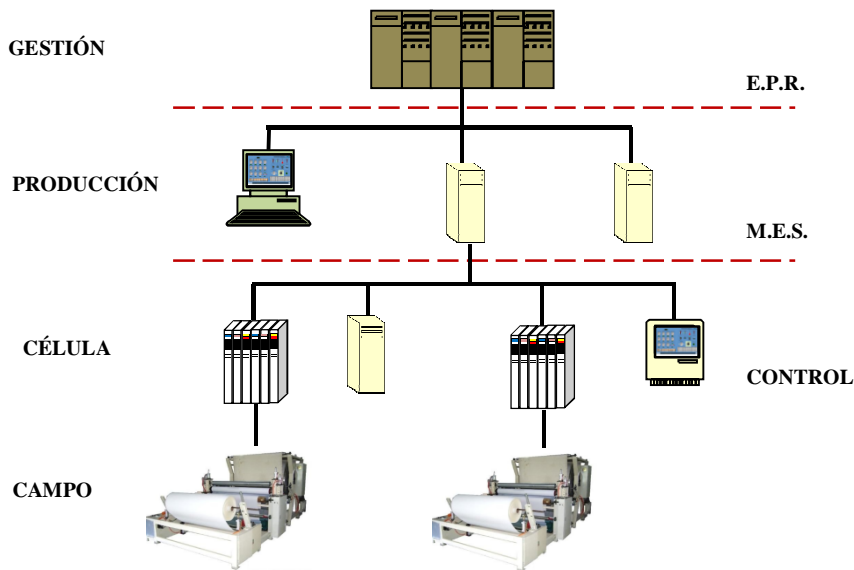


Figura 1.10: Principio de redundancia [10]
Fuente: Sistemas SCADA/ Rodríguez Penín, Aquilino/pag.25/2007 [10]

1.5.9 Criterios de selección y diseño

Ciertos parámetros influyen en la reacción de un sistema ante situaciones inesperadas, lo que determina su grado de fiabilidad. Estos pueden ser: [12]

- **Disponibilidad.** Se entiende por sus características de funcionamiento que deberán estar dentro de las especificaciones de diseño.
- **Robustez.** Característica de mantener su nivel de operatividad frente a un fallo de diseño, accidente o una intrusión.
- **Seguridad.** Característica de prevenir, detectar y defenderse de acciones no deseadas. Por ejemplo de un usuario malintencionado.
- **Prestaciones.** Posibilidad de crear paneles de alarma, generación de históricos, elaboración de informes, envío de resultados, ejecución de programas, etc.
- **Escalabilidad.** Un sistema SCADA debe poder ampliarse y actualizarse con nuevas herramientas o prestaciones, tomando en cuenta: el espacio disponible, la capacidad del equipo informático y el sistema de comunicaciones.

1.6 PROTOCOLOS Y REDES DE COMUNICACIÓN

1.6.1 Funciones de nivel de enlace

Las funciones llevadas a cabo en nivel físico sirven para transmitir información a través de un enlace, pero es necesario implementar básicamente tres mecanismos para que ese intercambio sea eficiente: [11]

- a) **Control de acceso al medio.** Función necesaria para la coordinación entre dispositivos; cuando un dispositivo requiere transmitir datos, envía primero una trama de control llamada **solicitud (ENQ)**. El otro dispositivo responde con otra trama de control que indica una respuesta afirmativa **ACK (reconocimiento)** o una respuesta negativa **NAK (no reconocimiento)**. De manera que si la respuesta es **ACK** comienza a transmitir datos; para finalizar la comunicación se envía una trama de control llamada **EOT (End Of Transmisión, fin de la transmisión)** indicando que ya no se enviarán más datos.
- b) **Control de flujo.** Se refiere a la sincronización de la velocidad de envío con la velocidad de procesamiento de datos en el receptor. Este conjunto de mecanismos permiten saber al emisor cuanto puede transmitir y al receptor cuanto puede recibir, evitando así pérdidas innecesarias de información.
- c) **Control de errores.** Este mecanismo trata de corregir todos los errores que se produzcan en medio de la transmisión. El método más usado para corrección de errores se llama **Petición de Repetición Automática (ARQ)**, basado en la retransmisión de las tramas en tres situaciones diferentes de error: tramas dañadas, perdidas y reconocimiento perdido.

1.6.2 Protocolos del enlace de datos

Estos protocolos especifican el formato de trama utilizado para la transmisión de datos incluyendo la información que va en la cabecera así como también los mecanismos de direccionamiento físico. Los cuales son: [12]

- **Protocolos asíncronos.** Utiliza transmisiones asíncronas, es decir cada unidad de información se envía entre bit de inicio y parada.
- **Protocolos síncronos.** Este tipo de protocolo son orientados a bit y a carácter, fundamentalmente por su eficiencia, porque la unidad básica de información es el carácter o byte.

1.6.3 Modelo de referencia OSI (Open System Interconnection)

Es un tipo de arquitectura basada en niveles para el diseño de sistemas de red, que permite la interconexión de sistemas abiertos, es decir que se pueden comunicar dos sistemas con diferente arquitectura. OSI define siete niveles que son: Físico, enlace, red, transporte, sesión, presentación y aplicación [12].

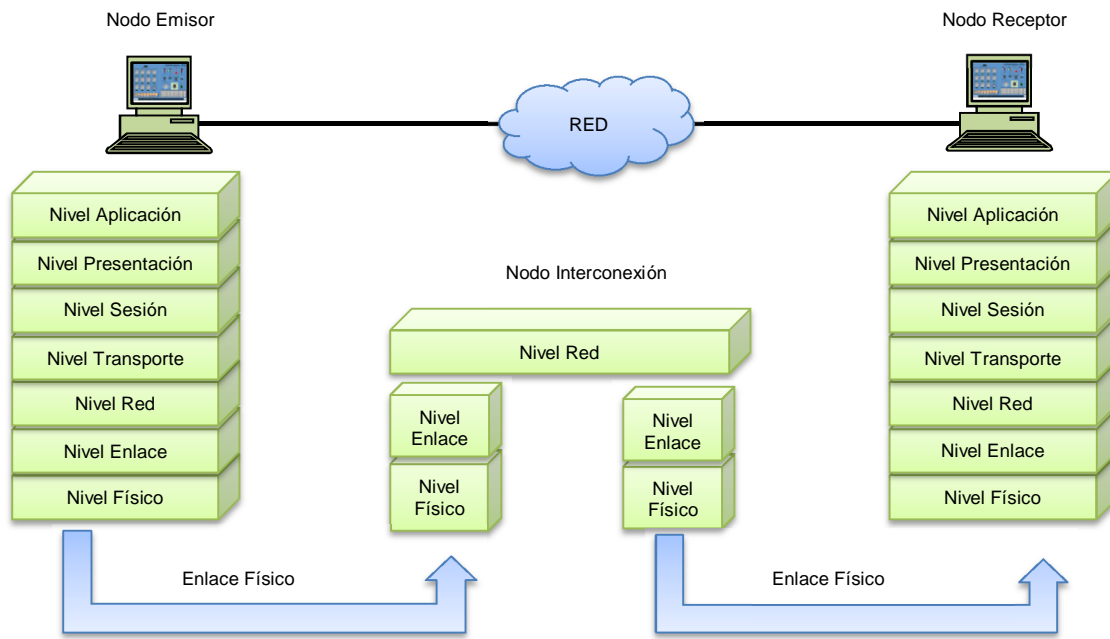


Figura 1.11: Modelo OSI [12]

Fuente: Sistemas Telemáticos/ Santos González, Manuel/pag.102/2007 [12]

1.6.4 Arquitectura TCP/IP (*Transmission Control Protocol/Internet Protocol*)

Internet Protocol (IP), es un protocolo de nivel de Red de OSI, no orientado a conexión, es decir la información viaja de forma independiente, no establece un camino previo; esto tiene su ventaja, permite que las aplicaciones se ejecuten de forma transparente sobre las redes que se encuentran interconectadas. [13] El IP se basa en datagramas, es decir que la información a transmitirse se divide en dos paquetes o fragmentos, cada datagrama se divide en dos partes que son cabecera y datos.

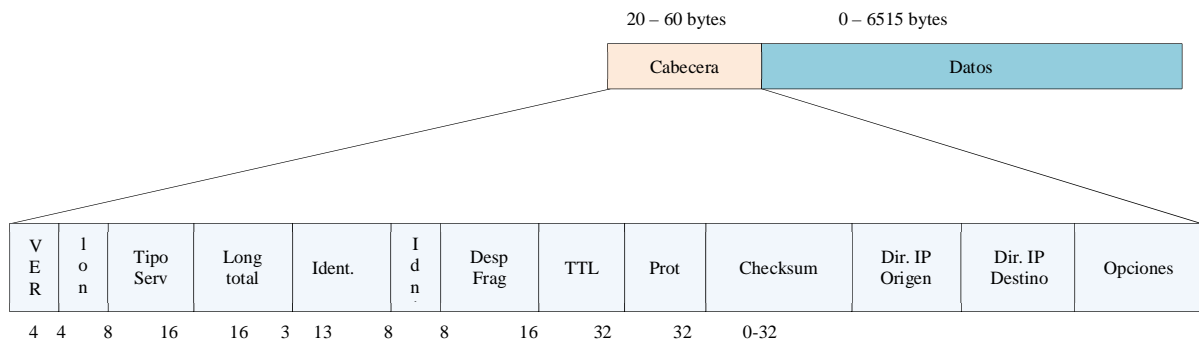


Figura 1.12: Datagrama IP [12]

Fuente: Sistemas Telemáticos/ Santos González, Manuel/pag.263/2007 [12]

La descripción de los campos es la siguiente:

- **Versión.** Versión del protocolo IP
- **Longitud de cabecera.** Define la longitud de cabecera. Esta entre 20 y 60 bytes.
- **Tipo de servicio.** Este campo incluye información sobre el nivel de retardo, fiabilidad y prestaciones en función del tipo de servicio.
- **Longitud total.** Indica la longitud total del datagrama IP.
- **Identificación.** Cuando un datagrama es fragmentado, a cada fragmento se le asigna un número de secuencia que se va almacenando en este campo.
- **Indicadores.** Formado por tres bits, uno de estos se utiliza para indicar si el datagrama está fragmentado.
- **Desplazamiento del fragmento.** Este campo indica sobre el desplazamiento de los datos, incluye el datagrama fragmentado en relación con el datagrama original.
- **TTL (Time To Live).** Tiempo de vida, es un número que indica la cantidad de saltos que el datagrama puede realizar antes de ser descartado.
- **Protocolo.** Identifica el protocolo de nivel superior utilizado, por ejemplo los más comunes TCP,UDP o ICMP.
- **Cheksun o suma de comprobación.** En este campo se detecta los errores en la cabecera.
- **Dirección de lógica de origen.** Aquí se identifica el dispositivo de red de donde sale el datagrama.
- **Dirección lógica de destino.** Aquí se identifica el dispositivo de red a donde va dirigido el datagrama.
- **Opciones.** Este campo es utilizado para enviar información adicional en la cabecera del datagrama. Es rara vez utilizado.

La desventaja del IP es que es un protocolo no fiable, por tanto no brinda la seguridad de que los datagramas entregados sean los correctos ni tampoco que se conserve la secuencia con que van llegando. De manera que para asegurar una entrega fiable de la información desde su origen hasta su destino, se requiere añadir otro protocolo llamando TCP (*Transmission Control Protocol*) pues éste es un protocolo de nivel de transporte de OSI orientado a la conexión, dándole fiabilidad a la comunicación. Las unidades de datos del protocolo TCP se denominan segmentos, en el siguiente grafico se describe la estructura de segmento TCP.

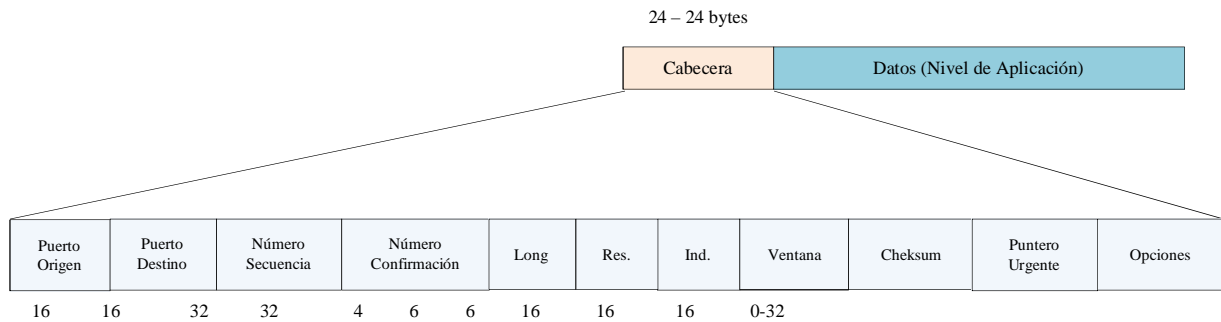


Figura 1.13: Formato del segmento TCP [12]

Fuente: Sistemas Telemáticos/ Santos González, Manuel/pag.279/2007 [12]

La descripción de los campos es la siguiente: [12]

- **Puerto de origen.** Dirección del puerto en el inicio del proceso
- **Puerto destino.** Dirección del puerto en el proceso de destino
- **Número de secuencias.** Se refiere al número de segmentos en que se dividen los datos de una comunicación
- **Numero de confirmación.** En este campo se identifica el número de secuencia del segmento que se confirma.
- **Longitud.** Indica el tamaño en bytes de la cabecera del segmento TCP
- **Reservado.** Campo reservado
- **Indicadores.** Este campo contiene flags o indicadores
- **Tamaño de ventana.** Informa sobre el tamaño de la ventana deslizante
- **Cheksum.** En este campo se comprueba los errores mediante una suma de comprobación
- **Puntero urgente.** Este campo contiene un puntero al final de los datos urgentes para que a partir de la posición determinar los datos con prioridad normal.

La principal ventaja de la arquitectura TCP/IP es que garantiza el enlace entre computadores de diferentes tipo o fabricante por ejemplo, PC's, minis, mainframes, que estén funcionando con sistemas operativos distintos sobre redes LAN (Local Area Network) y redes WAN (Wide Area Network), permitiendo así la conexión de equipos que se encuentren en diferente ubicación geográfica relativamente grande. [13]

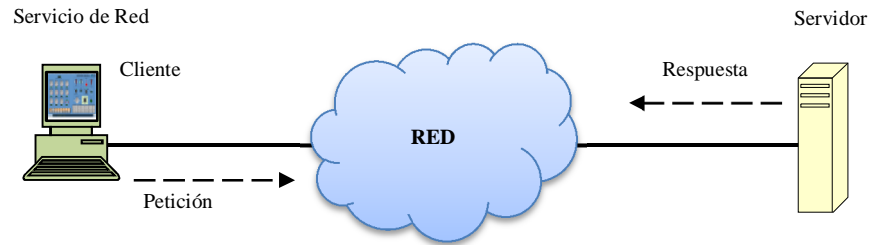


Figura 1.14: Modelo cliente servidor de los protocolos TCP/IP en el nivel de aplicación. [12]

Fuente: Sistemas Telemáticos/ Santos González, Manuel/pag.287/2007 [12]

1.7 REDES LOCALES

1.7.1 Definición

Se define como un sistema de interconexión entre computadores a lo largo de una red, lo que permite compartir información entre usuarios. Estos equipos deben disponer de los accesorios correspondientes como son: tarjetas de red, cables de conexión, dispositivos periféricos, etc. [13]

1.7.2 Clasificación

Las redes locales se clasifican según su ubicación:

- a) **LAN (Local Area Network)** red de área local, cuando todos los computadores están conectados dentro de un mismo edificio. [12]
- b) **MAN (Metropolitan Area Network)** red de área metropolitana, se refiere a las redes que se encuentran a un ámbito mayor que las LAN. [12]
- c) **WAN (Wide Area Network)**, red de área extensa, se refiere a las redes que unen equipos ubicados en diferentes zonas geográficas, prácticamente la distancia no es impedimento para entablar una comunicación. Requiere de mucha infraestructura técnica que las redes anteriores. [12]

1.7.3 Topologías de red

Dentro de los sistemas de comunicación, el termino *topología*, hace referencia a como está diseñada la red, de forma física o de forma lógica, es así que existen varias topologías. [12]

- a) **Tipo Malla.** En esta configuración, cada dispositivo dispone de un enlace dedicado y exclusivo por cada dispositivo que forme parte de la red. El mayor problema de esta configuración, es que es muy cara de implementar y muy compleja de mantener o ampliar.

- b) **Tipo Bus.** Esta configuración es de tipo multipunto es decir, un mismo enlace físico actúa como red troncal que une todos los dispositivos de red.
- c) **Tipo Anillo.** Esta configuración dispone de una línea de conexión dedicada y exclusiva, solamente con los dos dispositivos más cercanos.
- d) **Tipo Estrella.** Para esta configuración, cada dispositivo solamente tiene un enlace dedicado con el controlador central, llamado concentrador.
- e) **Tipo Árbol.** Variante de la topología en estrella.
- f) **Tipo Híbrida.** Combinación de varias topologías vistas antes.

1.7.4 Componentes de una red local

A parte de estar formadas por computadores y dispositivos con sus principales accesorios y elementos también requiere de: [13]

- a) **Gateway.** Denominado también convertidor de protocolo, utilizado para enlazar redes con diferentes protocolos. [12]
- b) **Repetidores.** Dispositivos que operan únicamente a nivel 1, son utilizados para unir dos segmentos de red.
- c) **Puentes.** Es un sistema constituido por *hardware* y *software* que permite conectar dos redes locales entre sí. [13]
- d) **Routers o encaminadores.** Son elementos más modernos que los anteriores. Actúan en los niveles físico, de enlace y de red por tanto se los denomina dispositivos de interconexión nivel 3. [12]

1.7.5 Interconexión de redes

Estos elementos disponen de una interfaz de red, por cada red a la que se conecta. Si las redes utilizan IP en el nivel de red, cada interfaz de red tendrá asignada una dirección IP, de manera que el router únicamente procesará las tramas que vayan dirigidas a esa dirección. [12]

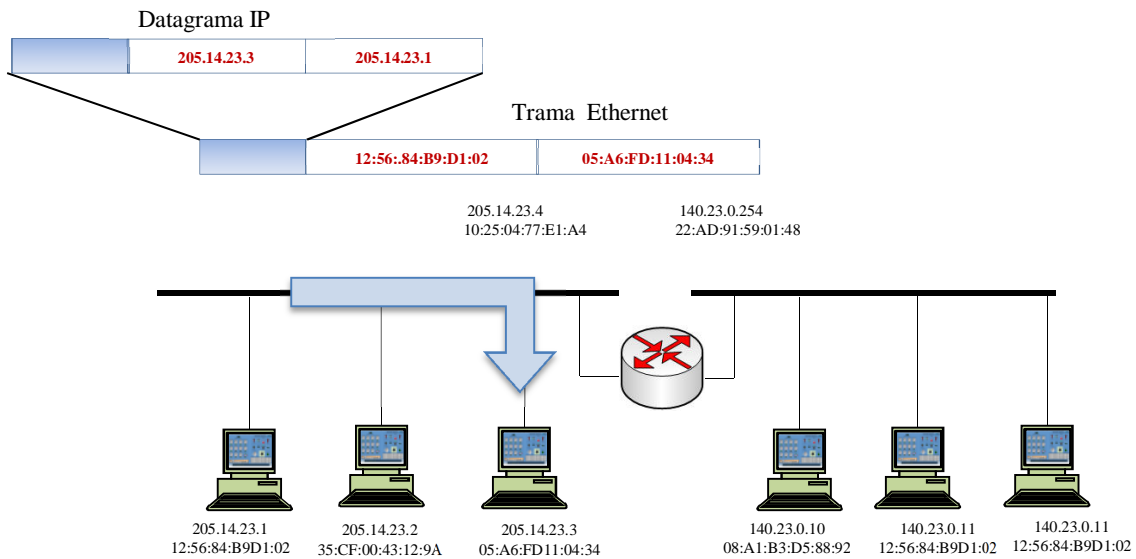


Figura 1.15: Encaminamiento IP en una misma red. [12]
Fuente: Sistemas Telemáticos/ Santos González, Manuel/pag.282/2007 [12]

Es decir cuando se envía un datagrama dentro de una red, el router no realiza ningún procesamiento, mientras que cuando el datagrama tiene que pasar a otra red, se realiza un proceso en donde la trama Ethernet se dirige hacia el router, éste lo analiza para luego encaminarlo ajustando los valores de las direcciones físicas.

1.7.6 Protocolos de encaminamiento

Dentro de las redes de Empresas, Universidades u Organismos Oficiales se debe definir una misma estrategia de encaminamiento de la información, todo esto bajo un control administrativo dentro de este proceso; es así que, para llevar a cabo este encaminamiento existen dos tipos de protocolos: [12]

- Protocolos de pasarella interior.* Son aquellos protocolos que operan dentro de un sistema independiente, y
- Protocolos de pasarella exterior.* Son los protocolos que se ejecutan mediante los routers ubicados en los extremos de los sistemas autónomos y que intercambian información con otros sistemas independientes.

1.7.7 Redes LAN (Local Area Network)

Las redes LAN son conjuntos de computadores interconectados entre si dentro de un área de extensión limitada, (Fig.1.16), Los objetivos principales de diseñar redes LAN, es proporcionar una interconexión entre dispositivos independientes a nivel de comunicación

utilizando conexiones de alta velocidad con una baja tasa de errores. Además las redes LAN proporcionan comunicación en dos sentidos y se las utiliza para interconectar una amplia gama de servicios y dispositivos entre los cuales podemos mencionar los siguientes: [13]

- Terminales de datos
- Impresoras
- Graficadores
- Dispositivos de memoria de disco y de cinta de gran capacidad
- Módems de datos
- Base de datos
- Redes telefónicas
- Servidores de correo electrónico

1.7.8 Consideraciones sobre sistemas de redes LAN

Las posibilidades para desarrollar una arquitectura LAN se la determina en la definición de las funciones de los niveles, físico y de enlace, donde se utiliza las principales tecnologías de implementación, las cuales son:

- Ethernet (especificado por la IEEE)
- Bus con paso de testigo (Token Bus) (especificado por la IEE)
- Red de anillo con paso de testigo (Token Ring) (especificado por la IEEE)
- Red inalámbrica Wi-Fi (especificado por la IEEE)
- FDDI, interfaz de datos distribuidos de fibra (especificado por ANSI)

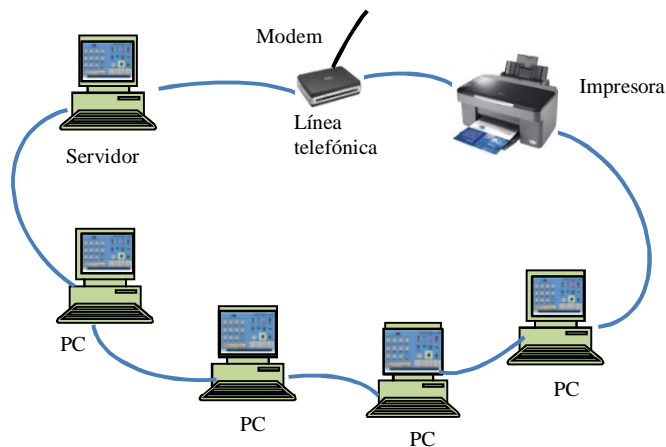


Figura 1.16: Componentes de una LAN típica. [14]

Fuente: Sistemas de Comunicaciones Electrónicas / Tomasi, Wayne/pag.646 [14]

1.7.9 LAN inalámbrica

Conocida con el término de WLAN (Wireless LAN, LAN inalámbrica) utiliza ondas electromagnéticas (infrarrojo, radio en UHF, microondas y laser) para transmitir datos entre los equipos conectados a la red, en un área de extensión limitada.

1.8 NORMAS Y ESTÁNDARES APLICABLES

1.8.1 Estándares IEEE

La organización IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc) creó un proyecto llamado IEEE 802 con el objetivo de definir los estándares para las redes LAN, especificando las funciones del nivel físico y de enlace de datos, de manera que se designó las siguientes normas con sus respectivas funciones, el nivel de enlace en la redes LAN que define la IEEE 802 se subdivide en dos partes, uno superior que es común a todas las ejecuciones LAN, llamado LLC (Logical Link Control), control de enlace lógico, y el otro inferior llamado MAC (Medium Access Control), control de acceso al medio. [12]

1.8.2 Norma IEEE 802

Esta norma indica que en una red local se pueden conectar varios dispositivos para comunicarse entre sí; para esto se debe definir varios aspectos como por ejemplo: el tamaño de la red, la velocidad de transmisión, los dispositivos conectados, el reparto de los recursos y la fiabilidad de la red que cubren el nivel físico y el nivel de enlace de datos. Entre las últimas distintas especificaciones de esta norma se tiene:

- **IEEE 802.1 (1990).** Se encarga del control de temas comunes como por ejemplo gestión de red, mensajería, etc.
- **IEEE 802.2 (1990).** Normalización para el control de Enlace Lógico
- **IEEE 802.4 (1990).** Desarrollo del paso de testigo (*Token Bus*).
- **IEEE 802.5 (1989-1991).** Especifica la configuración de anillo con paso de testigo (*Token Ring*)
- **IEEE 802.7.** Especificaciones para redes locales de banda ancha para transmisión de datos, imágenes y sonido.
- **IEEE 802.8.** Para transmisión de datos en fibra óptica.
- **IEEE 802.10.** Especifica la seguridad en las redes, formando redes LAN virtuales (*VLAN*, logrando eficiencia en la utilización del ancho de banda.

- **IEEE 802.11.** Esta normativa se refiere a las redes locales inalámbricas, donde se usa medios como radio espectro, infrarrojos, microondas y laser.

1.8.3 IEEE 802.3 y Ethernet

Se trata de un sistema de transmisión de datos en banda base; Ethernet fue desarrollado para redes LAN con funciones de seguridad y señalización. El comité IEEE la publicó como norma inicial llamada *10BASE-5* de Ethernet, ese término se refiere a las especificaciones de la capa física y de enlace de datos ISO. El 10 indica que funciona con 10 Mbps y la palabra BASE quiere decir, la red LAN conduce datos de banda base (sin portadora), por último el 5 indica que la longitud máxima entre los extremos es de 500 mts. [12]

1.8.4 Estándares IEC (*International Electrotechnical Commission*) 60870-5

Estas normativas son utilizadas para el monitoreo de sistemas de energía y sistemas de telecontrol direccionado a Sistemas SCADA. Las siguientes normativas son parte del estándar IEC 60870-5 que son protocolos dentro de las diferentes capas del modelo OSI. [15]

- **IEC 60870-5-5:** Se ocupa de funciones básicas de aplicación dentro de los procesos de usuario.
- **IEC 60870-5-4:** Definición y codificación de los elementos de información de aplicación. Capa de aplicación.
- **IEC 60870-5-2:** Procedimientos de transmisión del enlace. Capa de enlaces.
- **IEC 60870-5-1:** Formatos de las tramas de transmisión. Capa de enlace.

Dentro de la norma IEC 60870-5 se distingue los siguientes protocolos como los más utilizados actualmente en el sector eléctrico e industrial.

- **IEC 60870-5-101 o IEC 101:** Su comunicación es serial. Protocolo utilizado para tareas de telecontrol.
- **IEC 60870-5-102 o IEC 102:** De comunicación serial Fue definido para lectura de totales integrados o contadores.
- **IEC 60870-5-103 o IEC 103:** Su comunicación es serial. Su uso está definido en las protecciones eléctricas
- **IEC 60870-5-104 o IEC 104:** Se transporta sobre redes LAN utilizando TCP/IP en las capas de 1 a 4. Su utilización es en telecontrol.

- **IEC 60870-6 o ICCP Tase.2:** El estándar ICCP (Inter Control Center Communications Protocol) es basado en UCA (Utility Communications Architecture) y se compone de tres normas: IEC 60870-6-503, IEC 60870-6-802 e IEC 60870-6-702.

1.8.5 Regulación Número CONELEC-005/08

La nueva regulación del CONELEC-005/008, aprobada por su Directorio mediante Resolución No. 075/08, en sesión de 19 de junio de 2008, indica que es responsabilidad de los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y el Transmisor, proporcionar al CENACE la información necesaria para realizar la función de supervisión y control en tiempo real, información que deberá ser entregada en forma completa, oportuna y confiable; en el formato que permita su fácil integración al STR (*Sistema de Tiempo Real*) del Centro de Control del CENACE, cumpliendo los requerimientos especificados en los anexos que forman parte de dicha Regulación.

CAPÍTULO II

II. AUDITORÍA DE LAS CENTRALES DE GENERACIÓN Y DEL CENTRO DE CONTROL DE LA EEQ S.A.

2.1 CENTRALES DE GENERACIÓN DE LA EEQ S.A.

2.1.1 Estudio técnico de la Central Hidroeléctrica Cumbayá

2.1.1.1 Ubicación

Se encuentra en el sector de Cumbayá, valle de Tumbaco, cantón Quito, provincia Pichincha a 2.382 msnm. En el año 2011 ésta generadora cumplió 50 años de continuo funcionamiento. [16]

2.1.1.2 Descripción del proceso de captación de aguas

Dispone de un túnel de conducción subterráneo de aproximadamente 8 Km de longitud, capta las aguas turbinadas de la Central Guangopolo además toma los remanentes del río San Pedro y los envía hasta el reservorio de regulación en Cumbayá, a razón de 22 metros cúbicos por segundo; éste reservorio tiene como objetivo recibir el caudal, para luego filtrarlo, decantarlo, y regularlo, de manera que se encuentre en óptimas condiciones para la generación de energía. [16]

2.1.1.3 Casa de máquinas

Está construida a 2.200 msnm, de 45 m de largo, 26 m de alto y 20 m de ancho, aquí es donde están alojados los cuatro grupos generadores, de los cuales dos son de procedencia Japonesa (Toshiba) y los otros dos de procedencia Alemana (AEG).

Tabla 2.1: Características Técnicas de los Generadores [17]

Unidades generadoras	Potencia generador	Voltaje de generación	Corriente máxima	Turbinas tipo	Velocidad	Potencia turbina	Caudal
2 Toshiba 2 AEG	11,11 MVA	4.160 V	1.500 A	Francis eje vertical	514 rpm	14.200 CV	9 m ³ /s

Fuente: Datos técnicos Centrales de la EEQ/ EEQ, División de Generación/2005 [17]



Figura 2.1: Vista interior de Casa de máquinas con los cuatro grupos generadores
Fuente: El autor

2.1.1.4 Automatización de la planta (2009-2011)

La EEQ arrancó en el 2009 con el proyecto de automatización de la central Cumbayá, finalizando en marzo del 2011. Actualmente el funcionamiento de sus generadores y sus sistemas auxiliares, son procesados por un sistema automático, el mismo que controla la operación de sus unidades.



Figura 2.2: Sala de control, cuatro monitores para el sistema supervisorio.
Fuente: El autor

Algo importante que cabe señalar en materia de seguridad y confiabilidad del sistema, es que estos servidores funcionan de forma independiente, pero comparten una misma base de datos, así por ejemplo, si ocurriese una falla en uno de estos, las operaciones de control y visualización podrán realizarse desde el otro servidor; o si por alguna razón se perdiera

comunicación, las funciones de control continúan con la operación, dando continuidad al proceso de generación con la última información ingresada al sistema.

2.1.2 Estudio técnico de la Central Hidroeléctrica Nayón

2.1.2.1 Ubicación

La Central Hidroeléctrica Nayón de 30 Mw de potencia instalada, está ubicada en el sector del valle del mismo nombre, al nororiente de la ciudad de Quito, aproximadamente a 2240 msnm. Para su operación utiliza directamente las aguas turbinadas de la central Cumbayá, más los caudales captados previamente por una toma auxiliar del río Machángara. [16]



Figura 2.3: Casa de máquinas de la Central Nayón, vista desde el tanque de presión.
Fuente: El autor

2.1.2.2 Descripción del proceso de captación de aguas

La obra de toma está ubicada en el cauce del río Machángara, está construida en dos partes; la primera es una captación directa de las aguas turbinadas de la Central Cumbayá y la segunda es una estructura de concreto que capta del río Machángara aproximadamente 4m³ de agua, para luego conducirla hacia las cámaras de uniformización, desarenadoras y recolectoras que llevan el caudal por un túnel hacia el tanque de presión en la Central Nayón. Algo importante que hay que tomar en cuenta es que, la estructura de captación es embestida periódicamente por las crecidas del río Machángara especialmente en la época invernal (Figura 2.5), entonces es necesario monitorear constantemente las señales de nivel y caudal.



Figura 2.4: Pantalla SCADA del sistema de captación de agua para la Central Nayón
Fuente: El autor



a. Traslase en condiciones normales



b. Imagen captada el 23-04-2014, momento de una creciente del río Machángara

Figura 2.5: Condiciones de trabajo en la captación de agua para el abastecimiento de Nayón
Fuente: El autor

2.1.2.3 Automatización de la planta (2006 – 2007)

Este proyecto de automatización fue desarrollado en el 2006 - 2007, contó con la participación de ingenieros consultores y técnicos de planta para el diseño, cableado, instalación de dispositivos de campo, programación de PLC's, protocolos de prueba y puesta en marcha del sistema SCADA.

Tabla 2.2: Características Técnicas de los Generadores [17]

Unidades generadoras	Potencia generador	Voltaje de generación	Corriente máxima	Turbinas tipo	Velocidad	Caudal
2 Mitsubishi	16,5 MVA	6.300 V	1.380 A	Francis eje vertical	400 rpm	9 m ³ /s

Fuente: Datos técnicos Centrales de la EEQ/ EEQ, División de Generación/2005 [17]

Para la automatización de la Central Nayón se utilizó el sistema RIO (Remote Input Output), debido a la arquitectura de casa de máquinas ésta dispone de tres niveles subterráneos; así ésta técnica permitió reducir significativamente el cableado y los tiempos de instalación de las señales de I/O que llegan desde los niveles inferiores. La información que se obtiene mediante la red Ethernet es desplegada en las 10 pantallas instaladas en la sala de control, de esta forma el operador monitorea en tiempo real, y desde un punto centralizado el funcionamiento de los generadores. [18]

2.1.3 Estudio técnico de la Central Hidroeléctrica Guangopolo

2.1.3.1 Ubicación

Esta central se encuentra ubicada a 10 km al sureste de la ciudad de Quito Cantón Rumiñahui, tiene una capacidad instalada de 20,92 Mw. Su construcción fue realizada en dos etapas: La primera conocida como Antigua Guangopolo que data desde el año 1937, donde cinco unidades instaladas en forma horizontal alcanzan una potencia total de 9,4 Mw. y la segunda etapa construida en el año 1985, consistió en la ampliación del tanque de carga, la instalación de la nueva tubería de presión y la construcción de una nueva casa de máquinas, junto a la existente, para alojar un grupo generador de 11,52 Mw. [16]

2.1.3.2 Descripción del proceso de captación de aguas

Las obras de toma se localizan a 10 km aguas arriba de casa de máquinas, por el sector de Sangolquí, en ese lugar se observa las compuertas de la bocatoma del río San Pedro. Estas obras se complementan con la captación de los ríos San Pedro, Capelo y Pita; para luego

conducirlos mediante un canal abierto de forma trapezoidal hasta el reservorio de regulación de Guangopolo. [16].



Figura 2.6: Vista panorámica de Casa de máquinas Central Guangopolo

Fuente: El autor

El reservorio dispone de tres cámaras para la regulación diaria de caudal, este acumula volumen en horas de poca demanda y las utiliza en horas pico; en el lado izquierdo se ubica el by-pass del canal, que sirve para conducir directamente el caudal hacia el tanque de carga cuando se realiza la limpieza del reservorio. [16]

Tabla 2.3: Características Técnicas del Generador, nueva Guangopolo [17]

Unidades generadoras	Potencia generador	Voltaje de generación	Corriente máxima	Turbinas tipo	Velocidad	Caudal
1 Meiden Electric	12,8 MVA	6.300 V	1.173 A	Francis eje vertical	450 rpm	18 m ³ /s

Fuente: Datos técnicos Centrales de la EEQ/ EEQ, División de Generación/2005 [17]

2.1.3.3 Casa de máquinas

Construida superficialmente en dos cuerpos, el primero correspondiente a la Antigua Guangopolo (fig. 2.7), en donde se alojan 5 generadores, el segundo, la Nueva Guangopolo (fig. 2.8), donde se encuentra instalado un grupo generador relativamente nuevo. [16]



Figura 2.7: Grupo de generadores de eje horizontal, de la Antigua Guangopolo
Fuente: El autor



Figura 2.8: Grupo generador de eje vertical, de la nueva Guangopolo
Fuente: El autor

Tabla 2.4: Características técnicas de la Antigua Guangopolo [17]

Unidades generadoras	Potencia generador	Voltaje de generación	Corriente máxima	Turbinas tipo	Velocidad	Caudal
2 Westinghouse	2,0 MVA	2.300 V	508 A	Francis eje horizontal	720 rpm	3 m ³ /s
3 AEG	2,5 MVA	2.300 V	626 A		720 rpm	4 m ³ /s

Fuente: Datos técnicos Centrales de la EEQ/ EEQ, División de Generación/2005 [17]

2.1.3.4 Automatización de la planta

El proyecto de automatización desarrollado en el 2013, consistió en instalar en la unidad número 6, el nuevo sistema de control automático con tecnología digital, para cumplir con los objetivos de producción de energía con elevados niveles de calidad [19].



Figura 2.9: Sala de control con dos monitores

Fuente: El autor

2.1.4 Estudio técnico de la central hidroeléctrica Pasochoa

2.1.4.1 Ubicación

Esta planta generadora está ubicada en las cercanías del volcán Pasochoa en el sector denominado “La Letra” cantón Rumiñahui, a 38 km al sur oriente de la ciudad de Quito; su construcción comenzó en 1967 y fue concluida en diciembre de 1973. La central Pasochoa aprovecha la caída de agua de 200 metros de altura, la misma que proviene de los ríos Pita y Salto. [16]

2.1.4.2 Descripción general

Las obras que constituyen esta central son: Obras de toma en el río Pita, túnel y canal de conducción, tanque y tuberías de presión, casa de máquinas y canal de descarga. Pasochoa se encuentra aproximadamente a 3331.0 msnm y es una central de paso, es decir no dispone de un reservorio o embalse. Su casa de máquinas es exterior y aloja a dos grupos generadores de 2.8 MVA, turbinas Pelton de eje horizontal. [16] Actualmente esta planta está completamente automatizada.

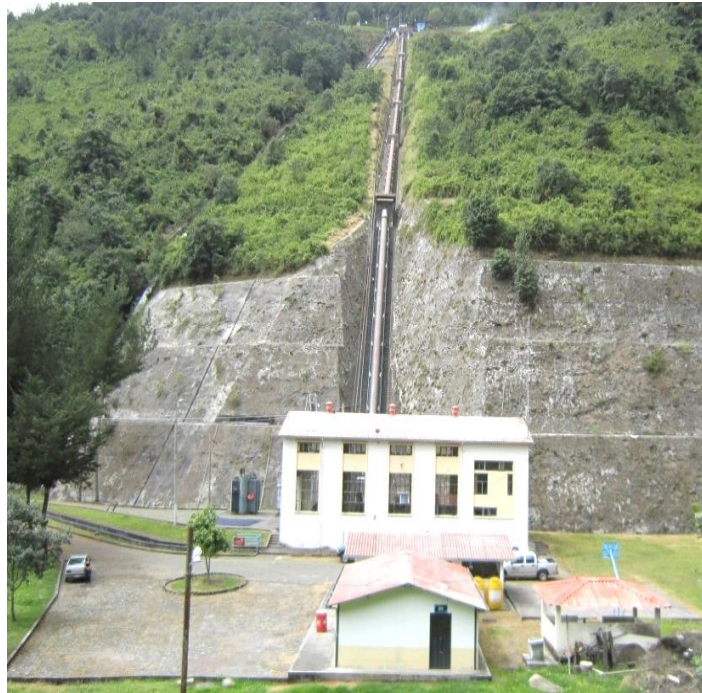


Figura 2.10: Vista panorámica de la Central Hidroeléctrica Pasochoa.
Fuente: El autor

Tabla 2.5: Características Técnicas de los grupos de generación [17]

Unidades generadoras	Potencia generador	Voltaje de generación	Corriente máxima	Turbinas tipo	Velocidad	Caudal
2 ABB	2,8 MVA	4.160 V	391 A	Pelton eje horizontal	450 rpm	1,4 m ³ /s

Fuente: Datos técnicos Centrales de la EEQ/ EEQ, División de Generación/2005 [17]



Figura 2.11: Unidad generadora de 2.812 KVA, Turbina Pelton eje horizontal
Fuente: El autor

2.1.5 Estudio técnico de la central hidroeléctrica Los Chillos

2.1.5.1 Ubicación

Se ubica en el valle de los Chillos, Cantón Rumiñahui provincia de Pichincha al sureste de la ciudad de Quito aproximadamente a 2640 msnm. Es la más antigua que posee la Eléctrica Quito, fue puesta en operación en el año de 1922 en ese entonces por la empresa “*The Quito Electric Light and Power Company*”. [16]

2.1.5.2 Descripción general

Las obras que conforman la central son: Captaciones en el río Pita en el sector de Molinuco, dos conducciones a flujo libre, que están en parte por túnel y canal al aire libre, reservorio de regulación diaria (laguna de Santa Rosa), tanque de cabeza, tubería de presión, casa de máquinas y canal de descarga. La salida por medio del transformador de potencia, se conecta a la subestación San Rafael y la fábrica textil ENKADOR donde se evacua la energía producida.

La casa de máquinas es superficial, aloja a dos grupos generadores de 900 Kw c/u, la descarga del agua turbinada, se realiza por medio de un canal hacia el río Santa Clara. [16]



Figura 2.12: Casa de máquinas de la Central Hidroeléctrica Los Chillos

Fuente: El autor



Figura 2.13: Vista de los dos grupos generadores de 900 Kw.

Fuente: El autor

Tabla 2.6: Características Técnicas de los grupos de generación [17]

Unidades generadoras	Potencia generador	Voltaje de generación	Corriente máxima	Turbinas tipo	Velocidad	Caudal
2 General Electric	0,9 MVA	2.300 V	90 A	Pelton eje horizontal	300 rpm	0,5 m ³ /s

Fuente: Datos técnicos Centrales de la EEQ/ EEQ, División de Generación/2005 [17]

2.1.6 Estudio técnico de la central termoeléctrica Gualberto Hernández

2.1.6.1 Ubicación

La Central Térmica Gualberto Hernández está ubicada en el Sector la Armenia. Esta planta térmica fue puesta en operación en noviembre de 1980 y tiene una capacidad instalada de 34,32 Mw. [16]

2.1.6.2 Descripción general

Al interior de casa de máquinas existe seis motogeneradores (fig. 2.14), estos utilizan diésel al momento del arranque y una mezcla de diésel con crudo reducido, para la operación continua en una proporción de 92/8, este porcentaje varía de acuerdo a la densidad del crudo y se los obtiene mediante un viscosímetro en línea. Este combustible es utilizado para la limpieza y lubricación de ductos, además para alimentación de calderos en dosificaciones de crudo con proporciones del 8%.

El rendimiento promedio central: 16.54 kwh/gal. [20]

Dentro de su infraestructura esta planta está constituida por diferentes partes y ambientes que son:

- Sala de tratamiento de combustibles
- Sala de tratamiento de aguas
- Torre de enfriamiento de concreto reforzado
- Tanques de almacenamiento de Diesel 200.000 Gls. c/u
- Tanques de almacenamiento de Crudo Reducido de 400.000 Gls c/u.

Tabla 2.7: Características técnicas de los grupos de generación [17]

Unidades generadoras	Potencia generador	Voltaje de generación	Corriente máxima	Turbinas tipo	Velocidad
6 Meiden Electric	5,72 MVA	3.800 V	400 A	Motor de combustión	300 rpm

Fuente: Datos técnicos Centrales de la EEQ/ EEQ, División de Generación/2005 [17]

Actualmente la planta se encuentra operando en su forma original, es decir de forma manual, con todo su equipo electromecánico y no tiene comunicación con el CENACE.



Figura 2.14: Central Térmica Gualberto Hernández, vista de los 6 grupos generadores

Fuente: El autor

2.2 CENTRO DE CONTROL DE DISTRIBUCIÓN DE LA EEQ S.A.

2.2.1 Generalidades

Se trata de un edificio moderno ubicado en las Calles Japón y Naciones Unidas, fue concebido básicamente para monitorear, controlar y realizar los correspondientes análisis de datos e históricos de todo el sistema de Distribución y Subtransmisión que cuenta la Empresa Eléctrica Quito, así como intercambiar información directamente con el Cenace, lo que ha permitido modernizar y proyectar de mejor manera la administración de los procesos de distribución de la energía eléctrica a nivel de su área de concesión. Por otro lado también se determina tiempos de funcionamiento y se planifica trabajos de mantenimiento en los elementos propios de cada subestación.

2.2.2 Funcionalidad

Este Centro de Control cuenta con un sistema SCADA, software que dispone de pantallas, unifilares, HMI y comunicaciones que muestran por medio de una red de fibra óptica y radio MODEM, el estado operativo de todas las subestaciones. Este equipamiento permite mejorar las siguientes funcionalidades:

- Análisis de Protecciones
- Análisis de Demanda
- Análisis de Armónicos
- Análisis de Costos de Energías.
- Monitoreo de cantidad de energía
- Visualización diagramas unifilares
- Estado de disyuntores y seccionadores
- Restitución de forma remota de los equipos
- Transferencias de carga de forma remota
- Generación de Históricos
- Registro de alarmas y eventos
- Mantenimiento

2.2.3 Infraestructura

El centro de control está compuesto por: [21]

- Dos servidores SUN con sistema operativo Solaris 10

- SCADA Sherpa, ejecutado por Solaris 10
- Dos servidores SUN para la Base de datos Histórica Oracle 9i
- Puestos de Operadores Windows (HMI)
- Un servidor Web, con sistema operativo XP
- Videowall de 8 paneles, ejecutado en un PC, sistema operativo XP
- Dos GPS para sincronización
- Red Ethernet redundante
- Dos switches, que permiten realizar la redundancia de la red LAN, N3 FESX424 con 24 puertos 10/100/100
- Dos Router/Firewall Cisco 2801-hsec/k9

En las subestaciones se cuenta con:

- RTU's, ELITEL 4000, del fabricante ELIOP
- GATEWAY, NT/NR, del fabricante ELIOP
- IED's para sistemas de control y protección de marca ABB, SIEMENS y GENERAL ELECTRIC.

2.2.4 Personal Técnico

El grupo técnico está conformado por personal de diferentes áreas de la EEQ como son: [21]

- Construcción de redes
- Operación y Mantenimiento de Subestaciones
- Tecnología de la Información y Comunicaciones
- Sistemas de Potencia
- Despacho de Potencia y Distribución
- Estudios de Ingeniería

2.3 DESCRIPCIÓN DE LA RED DE COMUNICACIÓN DE LA EEQ

El principal objetivo de una red de comunicaciones, es controlar el flujo de información generada dentro de ésta; se requiere de funcionalidad entre el programa de aplicaciones (SCADA) y las diferentes terminales remotas. Para ello existe un conjunto de normas y reglas denominado *protocolo de enlace de datos* (explicado en el primer capítulo), que en sí, es un conjunto de procedimientos desarrollado para asegurar un intercambio seguro y ordenado de información entre las unidades de control.

2.3.1 Sistema de red de datos y comunicaciones SCADA

La EEQ dispone de un sistema basado en un anillo de fibra óptica casi en un 85% de cobertura, permitiendo el flujo de datos desde las subestaciones hasta los servidores del SCADA, red corporativa de la Empresa y el Cenace. [22]

Tabla 2.8: Capas del modelo de referencia ISO/OSI [22]

CAPA 7 Aplicación	<ul style="list-style-type: none">- Aplicaciones que interactúan con el usuario directamente.- Web, correo, Video, SCADA: DNP 3.0, IEC 61850, DP3.0, Modbus, ICCP.
CAPA 6 Presentación	<ul style="list-style-type: none">- Se encarga de la presentación de la información, Encriptación, Compresión, etc.
CAPA 5 Sesión	<ul style="list-style-type: none">- Proporciona mecanismos para controlar el dialogo entre aplicaciones de los sistemas finales.
CAPA 4 Transporte	<ul style="list-style-type: none">- Dos protocolos importantes.- TCP y UDP- DNP3
CAPA 3 Red	<ul style="list-style-type: none">- Protocolo IP- Se establece direcciones, máscara .de subred y puerta de enlace
CAPA 2 Enlace	<ul style="list-style-type: none">- Funcionamiento de Interfaces de Red, Direcciones Físicas- Protocolos de acceso al medio: Ethernet, RS-232, RS
CAPA 1 Física	<ul style="list-style-type: none">- Fibra óptica- Cobre- Espectro radioeléctrico

Fuente: Sistema de Red de Datos y Comunicaciones del SCADA EEQ/Díaz, Pablo/2011 [22]

Básicamente el sistema de red de comunicaciones cumple con el modelo de referencia ISO-OSI (tabla 2.8), el mismo que especifica siete capas sobre la funcionabilidad e interoperabilidad entre ellas. [22] Esta red está conformada por diferentes medios que son: cables de fibra óptica, cables de par trenzado de cobre, espectro radioeléctrico o red inalámbrica y cables de media/alta tensión. Cada uno de estos medios tiene su connotación de tipo técnica y económica, y como se puede observar en la figura 2.15, el sistema dispone de cierto nivel de seguridad y disponibilidad por su arquitectura tipo anillo con sus respectivos ramales. Las líneas de color rojo indica cableado por fibra óptica y las de color azul pertenece a los enlaces vía radio. [22]

2.3.2 Comunicaciones por fibra óptica

Los sistemas de comunicación por fibra óptica, utilizan la luz como portadora de información, es decir es un medio de comunicación empleado para transmitir datos dentro de una red, por medio de un hilo muy fino que puede ser de vidrio o plástico, el haz de luz se conecta dentro del cable de fibra óptica, y es guiado con un ángulo de reflexión desde una fuente a un destino determinado.

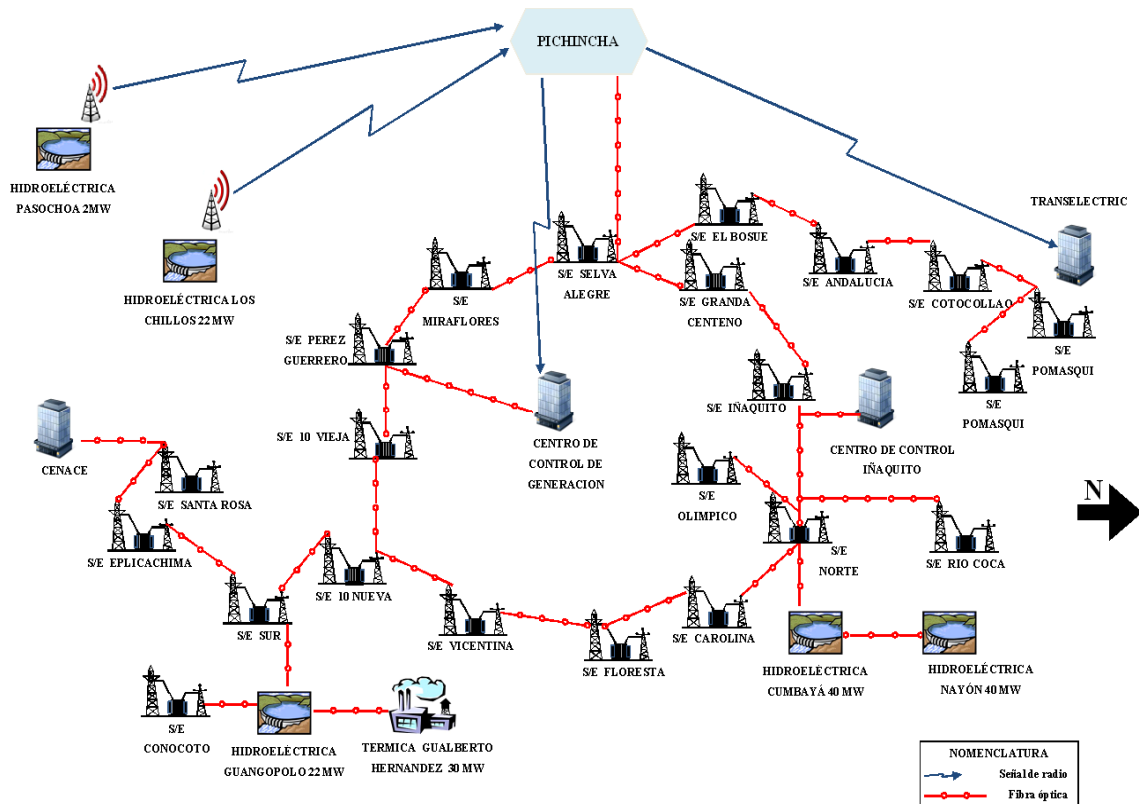


Figura 2.15: Topología de Red de las Centrales de Generación de la EEQ

Fuente: El autor

La capacidad de la fibra óptica para llevar información es directamente proporcional a su ancho de banda, mientras más grande sea la banda mayor capacidad de información puede llevar. [23]

2.3.3 Ventajas y desventajas de los sistemas de fibra óptica

Las comunicaciones a través del cable de fibra óptica en comparación de los cables de cobre o coaxiales, tienen varias ventajas desde el punto de vista de las comunicaciones; las principales son: [23]

- La fibra tiene mayor capacidad de ancho de banda que los cables de cobre por cuanto estos presentan a lo largo del conductor capacitancia e inductancia, características típicas que limitan el ancho de banda y la frecuencia de transmisión.
- La fibra es inmune al efecto de inducción magnética, por la razón que no son conductores de electricidad y por tanto no producen campo magnético, a diferencia de los cables de cobre que son afectados por la inducción magnética por estar situados cerca el uno del otro.
- La fibra es inmune a la interferencia estática producida por relámpagos, motores eléctricos, luces fluorescentes y otras fuentes de ruido eléctrico.
- La fibra es resistente a los efectos ambientales, estos son menos afectados a la corrosión y gases.
- La fibra es más fácil de instalar por ser pequeña y ligera e inclusive requiere de menos espacio y es más económico su transporte, por tanto es mucho más práctico trabajar con ellas.
- Respecto a la seguridad, la fibra es prácticamente imposible interceptarla sin que el usuario se dé cuenta, a diferencia que el cable de cobre.

Pero este material también ofrece algunas desventajas con respecto a los cables de cobre; la principal, su costo elevado de instalación, su fragilidad y su grado de dificultad para reparar una fibra rota, que lo debe realizar personal especializado en soldadura de fibra. [23]

2.3.4 Tipos de fibra óptica

En la actualidad existen tres tipos de fibra, estas tres variedades están construidas de vidrio, plástico o en ciertos casos una combinación de los dos materiales.

- Núcleo de plástico y cubierta
- Núcleo de vidrio con cubierta de plástico llamada fibra PCS (*sílice-cubierta de plástico*)
- Núcleo de vidrio y cubierta de vidrio llamada (*sílice-cubierta de sílice*)

Existe una diferencia entre las fibras de plástico con las vidrio, las primeras son más flexibles que el vidrio, consecuentemente resisten mejor la presión, son más fuertes, menos costosas y fáciles de instalar e inclusive en el peso son livianas en un 60 % menos que la de vidrio. El

inconveniente principal es su atenuación alta, es decir no propaga la luz tan eficientemente como el vidrio. [23]

2.3.5 Fibra óptica utilizada en el sistema de red de la EEQ

La red de fibra óptica es parte de los elementos activos dentro del sistema de comunicaciones, prácticamente se encarga de encaminar la información requerida. Este elemento importante tiene una connotación del tipo técnica, de manera que la podemos dividir en dos grupos, de acuerdo a su aplicación: fibra óptica monomodo y fibra óptica multimodo. [22]

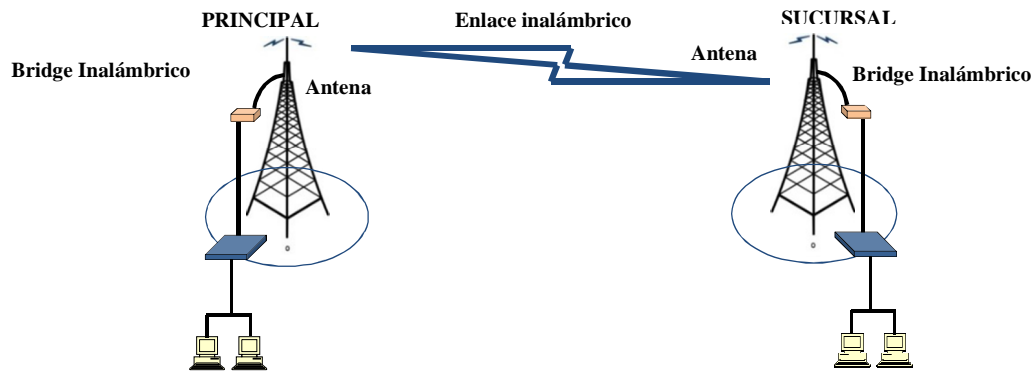


Figura 2.16: Diagrama general de un enlace inalámbrico [22]

Fuente: Red de Datos y Comunicaciones del Sistema SCADA EE/Díaz, Pablo/2011 [22]

- a) **Fibra óptica Monomodo.** Fibra que cubre los trayectos entre torres de transmisión y subestaciones de la EEQ, es un cable de tipo OPGW (*Optic, Power, Ground, Wire - Optical Ground Wire*) de 24 hilos monomodo, se caracteriza por tener gran robustez a la tensión mecánica y conductividad eléctrica para cumplir con la función de hilo de guarda. Al llegar a la subestación, se acopla a otro cable denominado ADSS (*All Dielectric Self Supported*), para su llegada a la sala de control de cada subestación. Los dos tipos de cables tienen una gran capacidad en ancho de banda, y operan en el espectro de 1.310 nm. [22]
- b) **Fibra óptica Multimodo.** La característica principal de esta fibra es que se usa para tramos cortos, de manera que es utilizada en la red local de cada subestación, además que los nuevos dispositivos inteligentes (IED's) disponen de puertos que soportan este tipo de medio. [22]

Cabe anotar que en ciertas subestaciones por factores técnicos o económicos no disponen de instalaciones físicas de cables de cobre o de fibra óptica, en ese caso la comunicación se la

realiza mediante *espectro radioeléctrico*. Este tipo de comunicación, está asociada a los enlaces inalámbricos comúnmente denominada red inalámbrica. La banda de frecuencia utilizada en este sistema de red es de 5 Ghz, esta banda es parte del **ISM** (*Industrial-Scientific and Medical*) la misma que no requiere de licencia. El sitio de repetición está ubicado en el sector de las antenas del Pichincha. [22] Ciertamente son subestaciones puntuales las que necesitan este tipo de medio por las razones ya mencionadas. [22]

2.3.6 Seguridad perimetral en la red de comunicaciones (Firewall)

La información que maneja la EEQ, a nivel corporativo es importante, por tanto existen dispositivos con el objetivo de inspeccionar el tráfico de información entre redes de comunicación, determinado reglas que permitan el paso de datos, o no entre dichas redes. [22] A este proceso de inspección de datos se lo llama filtrado, que es una función de cortafuegos (firewall) que lleva a cabo procesos de encaminamiento uniendo redes pero con un filtrado de la información desde la red pública a la red privada. [12] Siendo así, la EEQ dispone de funciones firewall para controlar el acceso desde las subestaciones hacia el centro de control, red corporativa, internet y acceso a usuarios autorizados (figura 2.17).

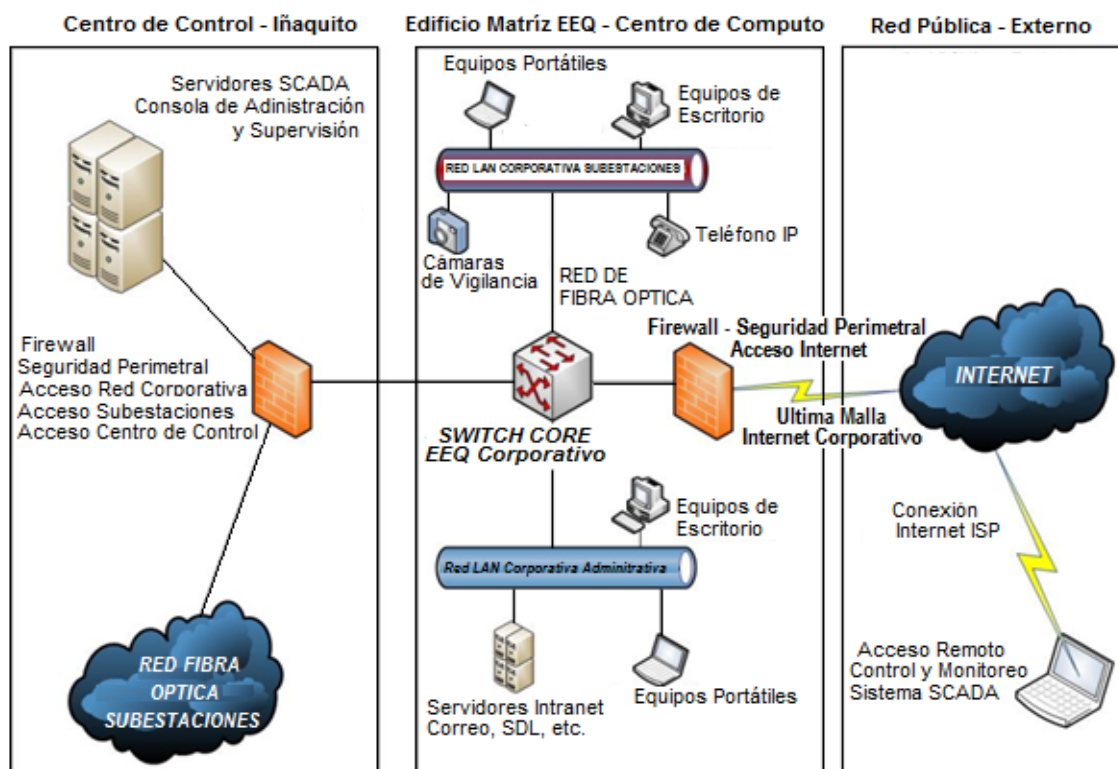


Figura 2. 17: Seguridad perimetral del sistema de comunicaciones EEQ [22]

Fuente: Sistema de Red de Datos y Comunicaciones, Sistema SCADA EEQ/Díaz, Pablo/2011 [22]

2.4 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA SCADA DEL CENTRO DE CONTROL DE DISTRIBUCIÓN DE LA EEQ

La Empresa Eléctrica con el fin de mejorar la calidad del servicio y obtener una incidencia positiva en la supervisión, operación y control de las subestaciones, implementó a inicios del 2010 un sistema SCADA, desarrollado en una plataforma de comunicaciones con fibra óptica, todo esto con el fin de reducir en un 60 por ciento las desconexiones en el Sistema Eléctrico Quito (SEQ). Este proyecto incluyó los procesos de automatización de todas las subestaciones en operación y las que se están construyendo, así como la actualización de todos los primarios. El proyecto demandó la inversión de aproximadamente 3 millones 725 mil dólares. [24]

2.4.1 Concepto de SCADA/ DMS

El sistema SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition /Distribution Management System*) es el nombre del equipamiento que dispone actualmente el centro de control, el mismo que provee de la información suficiente y necesaria para determinar el estado y la operación de los principales dispositivos que integran el SEQ, mejorando la capacidad en lo que refiere a gestión y operación de los dispositivos enlazados a este, de una manera confiable, segura y remota. [25] Dentro del SEQ, se encuentran integradas las subestaciones más importantes, que por su magnitud son: Santa Rosa, Pomasqui, Selva Alegre y Vicentina. A excepción de la S/E Selva Alegre las demás tienen interconexión con el Sistema Nacional Interconectado (SNI).

2.4.2 Sistema SCADA del Centro de Control

La arquitectura del sistema SCADA en el centro de control es abierta, tanto en hardware como software con el objetivo que a futuro, se pueda complementar, ampliar o actualizar con equipos y accesorios de otros fabricantes, lo que facilita su instalación y funcionamiento sobre otras plataformas. Esta arquitectura también es distribuida y funciona sobre una red Ethernet que es local y redundante de alta velocidad, esto por cuanto existen elementos de almacenamiento críticos y se los debe configurar de esta manera. [26]

Así mismo este sistema trabaja con los protocolos IEC 60870-5-104, IEC 60870-5-101 y DNP 3.0 bajo TCP/IP. El sistema SCADA del centro de control, recolecta, procesa y almacena toda la información proveniente de los diferentes concentradores de datos (CDS's) y terminales remotas (RTU's); esta información es:

- Estados, posición de interruptores, seccionadores y disyuntores
- Medidas, valores de corrientes y tensiones por fase, potencia activa, potencia reactiva, frecuencia, en lo que se refiere a transformadores.
- Medidas de energía, tomadas por los medidores o calculadas localmente por los IED's en cada subestación.

Toda esta información sean señales digitales o analógicas, están disponibles por medio de una interfaz gráfica para los diferentes usuarios que son: Despacho de Distribución, de Potencia y los que supervisan remotamente el sistema. [25]

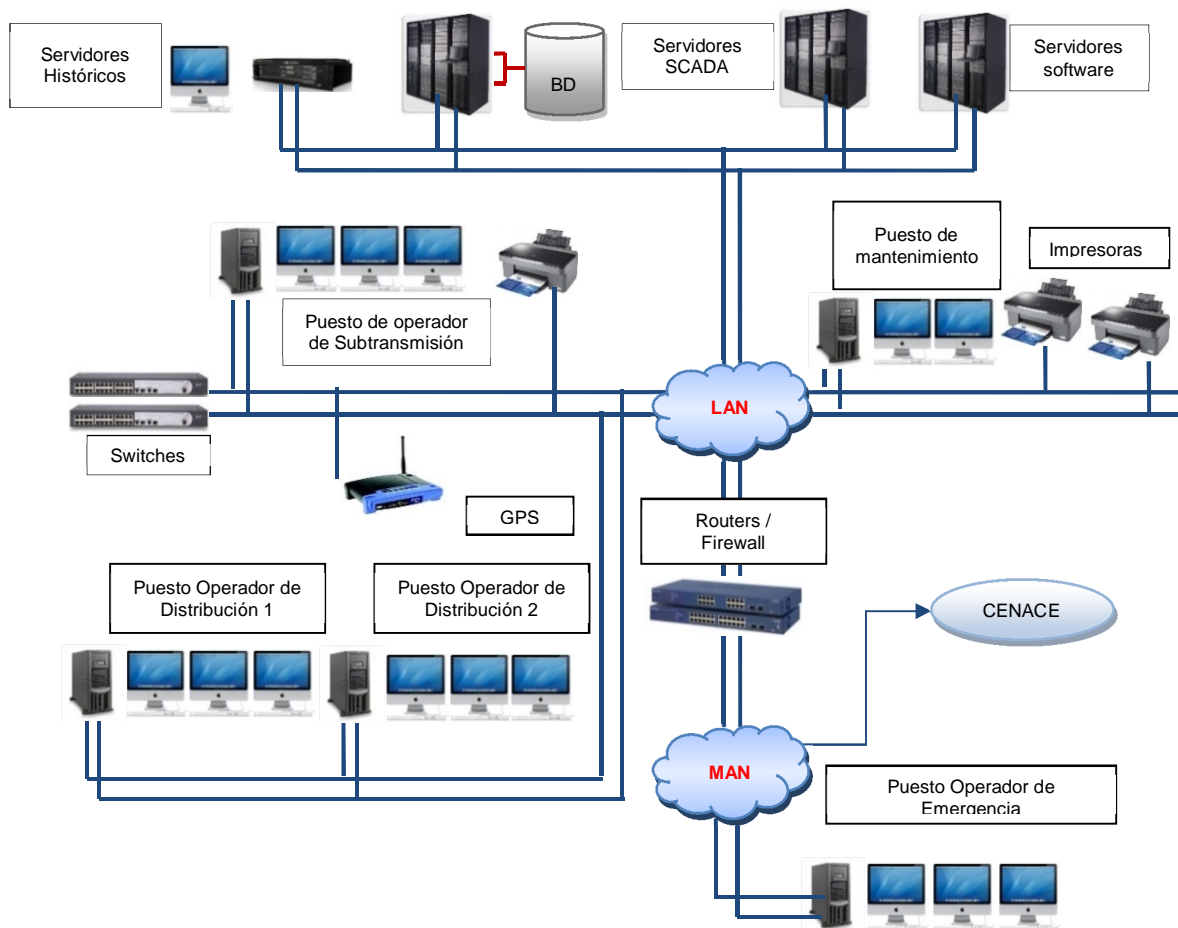


Figura 2.18: Arquitectura del Centro de Control de Distribución de la EEQ [21]

Fuente: Sistema SCADA de la Empresa Eléctrica Quito/ Cadena, Ángel/ 2011/pág.13 [21]

2.4.3 Software SCADA-SHERPA

Este software es administrado de forma local o remota, desde aquí se maneja la seguridad y el control de acceso de los usuarios al sistema, permitiendo o bloqueando el ingreso a la consola

de operación y el libre acceso a los distintos elementos conectados a la red. Algo importante que vale la pena mencionar, es que para realizar cambios en la configuración del sistema o en las RTU/CDS y dispositivos de subestación, cualquier usuario autorizado lo puede hacer y en tiempo real sin perturbar su disponibilidad o sin la necesidad parar o reiniciar la aplicación SCADA. [25] Para optimizar el uso de los medios de comunicación, se requiere que la función que recolecta datos lo haga bajo la modalidad de reporte por excepción; siendo así, la fuente del dato sólo transmite valores analógicos o digitales cuando realmente haya cambiado desde la última vez que fueron recolectados [25].

Este SCADA-SHERPA dispone de funciones para control remoto que se ejecuta mediante la interacción del operador con cualquier tipo de dispositivo que se va a controlar, de manera que al realizar una operación de “click” en el punto de control, el sistema se asegura que se ha seleccionado el dispositivo correcto, seguidamente la RTU o el Concentrador de Datos realiza la operación y el operador en consecuencia observa el resultado de la acción de control. Asimismo, el sistema ejecuta una opción de cancelación de la operación, lo que permite al operador abortar la operación antes de su ejecución final. Cuando se realiza una operación fallida aparece la alarma respectiva. [25]

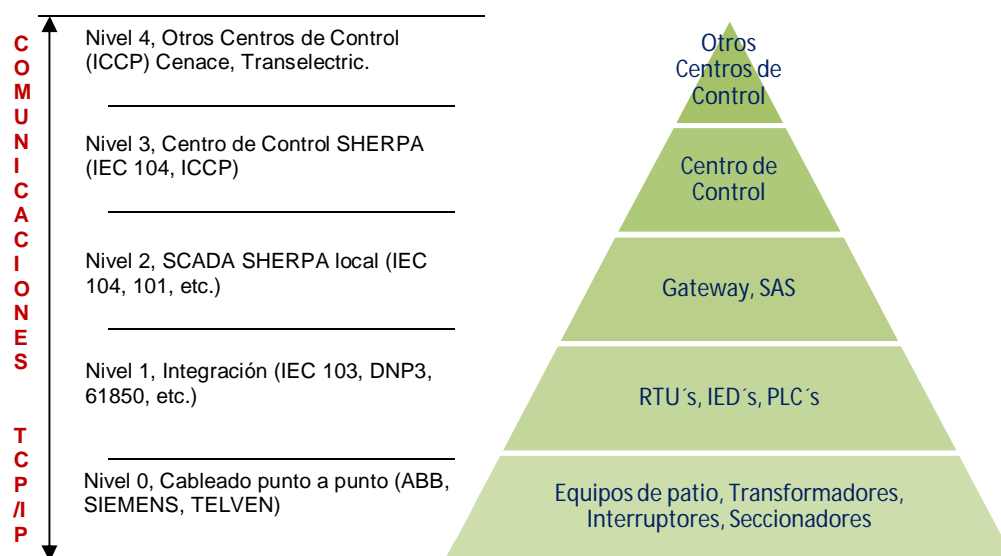


Figura 2.19: Integración de Subestaciones [21]

Fuente: Sistema SCADA de la Empresa Eléctrica Quito/ Cadena, Ángelo /2011/pág.16 [21]

2.4.4 Red LAN del Centro de Control

El Centro de Control dispone de una red LAN Ethernet (10/100/1000) redundante mediante dos 2 switches capa 3, es decir tiene conexión simultánea con los dos switches por medio de

dos tarjetas de red en cada servidor. Estos equipos permiten el acceso a la red corporativa de la EEQ mediante funciones básicas de ruteo. Además se tiene una comunicación constante con el Centro de Control Cenace, este acceso se lo hace a través del mismo switch de capa 3 mediante una red LAN virtual (VLAN) con algunas funciones de ruteo. [25]

Otra de las características importantes, es que se puede acceder de forma remota por medio de una red virtual privada (VPN) a uno de los servidores del SCADA/DMS por medio del internet, únicamente al personal autorizado que ejecute labores de administración y mantenimiento. El acceso hacia otros Centros de Control se lo hará a través del mismo switch de capa 3 mediante la definición de VLAN's (redes virtuales) y funciones de ruteo. La comunicación con los equipos de las subestaciones se realizará por medio del switch capa 3 en la misma forma.

2.4.5 Componentes del sistema SCADA-SHERPA

Como se había mencionado anteriormente la característica principal de este sistema es de arquitectura es abierta, por tanto es modular, esto quiere decir que posibilita la incorporación de nuevos componentes cuando se requiera agregar nuevas funciones. [25]

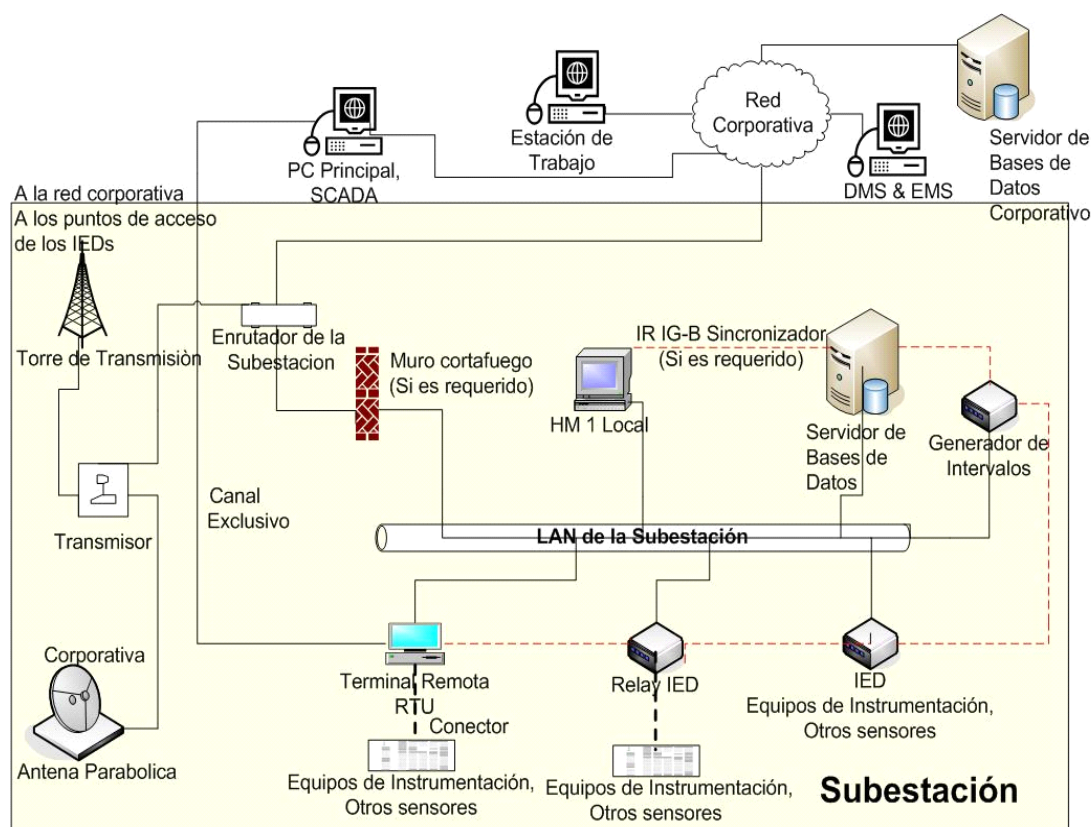


Figura 2.20: Arquitectura de comunicaciones dentro de una Subestación. [27]
Fuente: Proyecto SCADA, Automatización de Subestaciones EEQ/ KEMA/2011 [27]

De acuerdo a esto el sistema está compuesto de lo siguiente:

- **Servidor SCADA:** Servidor encargado de recibir los datos enviados desde las RTU's, CDS's o PC's remotas, ubicadas en campo.
- **Interfaz Hombre-Máquina.** Se trata de un módulo cliente-servidor SCADA, que presenta toda la información servida por éste.
- **Base de Datos Histórica.** Software que corresponde a la base de datos histórica de variables, eventos y alarmas; éste recibe los cambios sobre el estado del sistema y los almacena en su base de datos ORACLE, versión 9i.
- **Adquisición de Datos.** Corresponde a la comunicación entre los dispositivos de las subestaciones (RTU's, CDS's, PC's) y el SCADA, esto depende muchísimo de los protocolos de comunicación que se utilice y que se basan en los estándares internacionales como son: IEC101, IEC104 y DNP3.0

2.4.6 Filosofía de la operación

Para el estudio, diseño y ejecución del Proyecto SCADA, se tomó en cuenta ciertos criterios como por ejemplo la característica y tipos de subestación, que de acuerdo a esto se clasifican en: [28]

- a) **Subestaciones de tipo básico.** [28] Subestaciones cuya arquitectura consta de una RTU que sube la información al SCADA de las señales de los estados en disyuntores y seccionadores, mediciones de voltaje, corrientes y los estados de las protecciones de los relés electromecánicos [28]. En la EEQ del tipo básico operan a nivel de 6,3 Kv.

Tabla 2.9: Subestaciones del tipo básico [25]

SUBESTACION	N°	SUBESTACION	N°
Guangopolo Hidráulica	84	La Marín	8
Nayón	86	Los Bancos	49
Chimbacalle	4	La Floresta	12
El Quinche	58	Diez Vieja	10
Machachi	34	Miraflores	9
Andalucía	17	Belisario Quevedo	11

Fuente: Work statement 2.2 doc./ EEQ, KEMA, ELIOP/pag.60 [25]

- b) **Subestaciones de tipo intermedio.** [28] Son subestaciones con un nivel tecnológico un poco más avanzado, que aparte de tener relés electromecánicos, disponen de IED's (Intelligent Electronics Device).

Tabla 2.10: Subestaciones del tipo intermedio [25]

SUBESTACION	N°	SUBESTACION	N°
San Rafael	27	El Bosque	15
Pérez Guerrero	53	Eplicachima	21
San Roque	7	Tumbaco	36
Guangopolo Térmica	82	Sangolquí	55
Cumbayá	80	Iñaquito	28
Luluncoto	2	Olímpico	1

Fuente: Workstatement 2.2 doc./ EEQ, KEMA, ELIOP/pág 57,58. [25]

Es necesario indicar que, para optimizar el uso de los medios de comunicación, se requiere que la función que recolecta datos lo haga bajo la modalidad de reporte por excepción; siendo así, la fuente del dato sólo transmite valores analógicos o digitales cuando realmente haya cambiado desde la última vez que fueron recolectados [25].

- c) **Subestaciones de tipo completo.** [28] Estas disponen únicamente de IED's y son más avanzadas tecnológicamente. Su arquitectura se basa en el uso de una RTU, un Gateway e IED's, [28] Dentro de la EEQ las del tipo completo operan a un nivel de tensión es de 23 Kv. [28]

Tabla 2.11: Subestaciones del tipo completo [25]

SUBESTACION	N°	SUBESTACION	N°
Selva Alegre	41	Diez nueva	32
Santa Rosa	37	Pomasqui	57
Vicentina	39		

Fuente: Workstatement 2.2 doc./ EEQ, KEMA, ELIOP/pág 54. [25]

La diferencia entre estos dos tipos de subestación radica principalmente en el Terminal de Operación Local. Las subestaciones completas poseen dicho Terminal con un interfaz HMI, el cual contiene los sinópticos de la subestación.

2.5 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA AUTOMATIZADO DE LA CENTRAL HIDROLÉCTRICA CUMBAYA DE LA EEQ.

La Empresa Eléctrica Quito S.A. cumpliendo con los objetivos de producción de energía eléctrica con altos niveles de calidad, inicio desde el año 2007 la implementación del programa de modernización de sus centrales hidroeléctricas, empezando por la central H. Nayón (30 Mw), en el 2011 la central de mayor capacidad, Cumbayá (40 Mw), en el 2012 la central H. Guangopolo y por último en el 2013, la central H. Pasochoa de (4.6 Mw).

2.5.1 Proceso de automatización

Este proceso, utilizó tecnología de punta, sistemas de control modernos distribuidos basados en controladores lógicos programables (PLC's) y arquitecturas SCADA determinadas a conseguir objetivos como:

- Calidad en la generación de energía eléctrica
- Control total de la producción de energía eléctrica
- Reducción de costos por optimización de los procesos
- Planificación adecuada para la ejecución de trabajos de mantenimiento

La modernización de la central Cumbaya consistió en la instalación de nuevos elementos de control y de medición, como son sensores analógicos o digitales, sistemas de regulación de voltaje y velocidad en cada máquina, protecciones digitales multifunción, etc. Dentro de este proceso consta el nivel de control, donde el encargado de operar las secuencias de arranque y paro de cada unidad, integra los sistemas distribuidos que son:

- Centro de control de sistemas auxiliares
- Reguladores de voltaje y velocidad
- Refrigeración y drenaje
- Sistemas de aceite y aire
- Sistema de medición del nivel de agua en el embalse

2.5.2 Arquitectura

El anexo 01, describe la arquitectura de la Central Cumbaya, ésta considera básicamente un sistema distribuido de PLC's que están repartidos, uno por cada máquina y otro por cada sistema auxiliar (drenaje, refrigeración, compuertas de aducción en el reservorio). Los PLC's de máquina son del tipo modular con dispositivos de manejo para señales de campo (I/O) analógicas, digitales y de temperatura (RTD's), dispone de elementos de comunicación necesarios para la interconexión hacia una red de supervisión con Ethernet TCP/IP, una red Modbus RS485 de los actuadores eléctricos y los dispositivos de control.

Cada PLC de máquina realiza el control automático y supervisión, siguiendo las siguientes secuencias previamente programadas:

- Arranque de la máquina
- Paro normal
- Paro rápido, paro de emergencia, botones 5E, disparo del CO2
- Monitoreo y control del regulador de velocidad y sistema oleo hidráulico
- Excitación y control del AVR (regulador automático de voltaje)
- Entrada en paralelo, control del sincronizador y cierre del interruptor 52
- Monitoreo y retención de las alarmas
- Monitoreo y ejecución de las protecciones
- Monitoreo de vibraciones y temperaturas del generador

En caso de una falla de comunicación los algoritmos de control siguen funcionando de acuerdo con la ultima información declarada valida por el sistema. Las pantallas muestran las siguientes funciones:

- Datos con animaciones gráficas
- Curvas en tiempo real e históricos
- Muestra de alarmas, eventos y manejo de grupos
- Envío de comandos

2.5.3 Sistema supervisorio

El sistema supervisorio es del tipo Cliente-Servidor, las dos computadoras (servidor) ubicadas en la sala de control manejan todas las pantallas del proceso, desde cualquiera de estas se puede realizar un diagnóstico y corrección de posibles problemas que puedan ocurrir a los componentes del sistema. El sistema está provisto de las siguientes funciones:

- Configuración
- Generación y/o modificación de despliegues gráficos
- Generación y/o modificación de algoritmos de Control
- Generación y/o modificación de Reportes
- Configuración de acceso al sistema
- Diagnóstico

Todos los despliegues gráficos muestran la información en forma dinámica y en tiempo real, sin requerir la intervención del operador. Los despliegues son de fácil acceso y se puede llegar a estos, a través de un botón funcional dedicado.

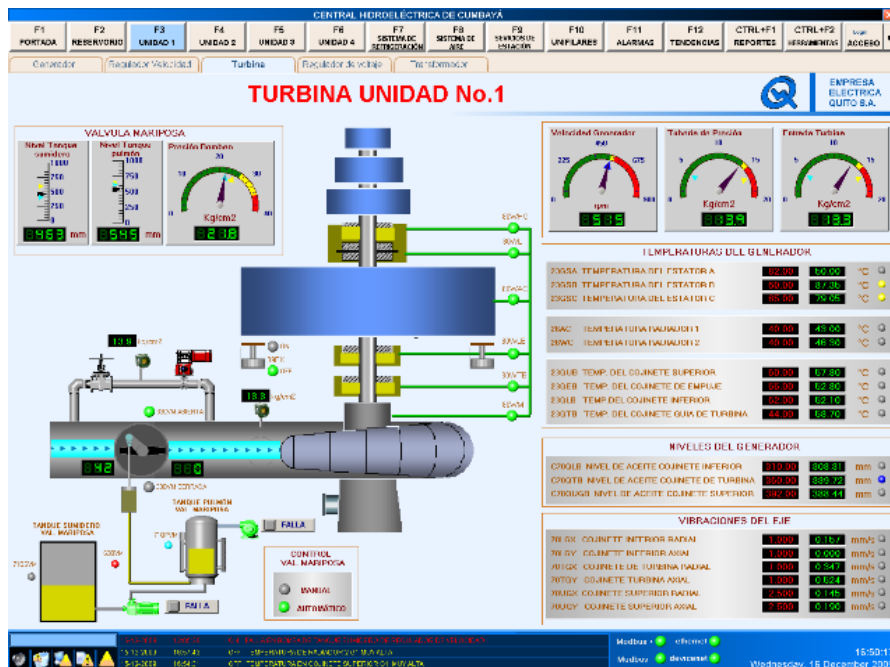


Figura 2.21: Despliegue de la pantalla para control de turbina del generador

Fuente: El autor

CAPÍTULO III

III. DISEÑO PARA LA INTEROPERABILIDAD ENTRE LA CENTRAL CUMBAYA Y EL CENTRO DE CONTROL

3.1 INTEROPERABILIDAD ENTRE LA CENTRAL HIDRÁULICA CUMBAYA Y EL CENTRO DE CONTROL.

3.1.1 Protocolo Modbus

Modbus de Modicon es una aplicación de capa 7 dentro del modelo OSI, funciona basado en la arquitectura maestro/esclavo, entre dispositivos conectados a la red, es decir, el maestro es quien comanda el inicio de las operaciones con los esclavos; cada uno de los esclavos (uno o más) dispone de una dirección única, de esta manera el maestro sabe a quién debe dirigirse y establecer una comunicación. El esclavo de su parte se limita a responder lo que el maestro pregunta, creándose así una conversación en el modo “pregunta/respuesta”, la misma que se fundamenta en cuatro tipos de mensajes: [29]

- Modbus solicitud, el mensaje es enviado por el cliente al servidor por medio de la red, es ahí donde se inicia la operación.
- Modbus confirmación, el servidor responde el mensaje al cliente
- Modbus indicación, los mensajes de respuesta del cliente recibe el servidor
- Modbus respuesta, el servidor responde los mensajes al cliente

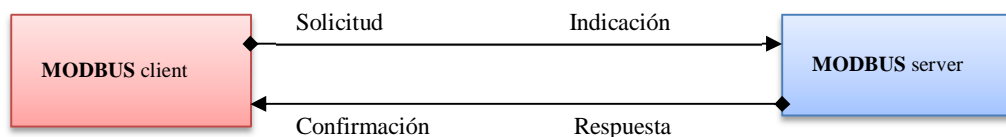


Figura 3.1: Interacción cliente/servidor o maestro/esclavo de Modbus [29]

Fuente: Practical Industrial Data Communications/Reynders, Deon; Mackay, Steve; Wright, Edwin/ Amsterdam 2005/pág.132 [29]

Dicho de otra manera, el cliente (en el dispositivo maestro) inicia una solicitud; el protocolo de mensajería Modbus genera entonces una PDU (Unidad de datos de protocolo), que consiste en un código de función y de solicitud de datos. En la capa 2 esta PDU se convierte en una ADU (unidad de datos de aplicación) mediante la adición de algunos campos relacionados de bus o de red, como una dirección de esclavo y una suma de comprobación para el propósito de detección de errores. Este proceso se representa en la figura 3.2

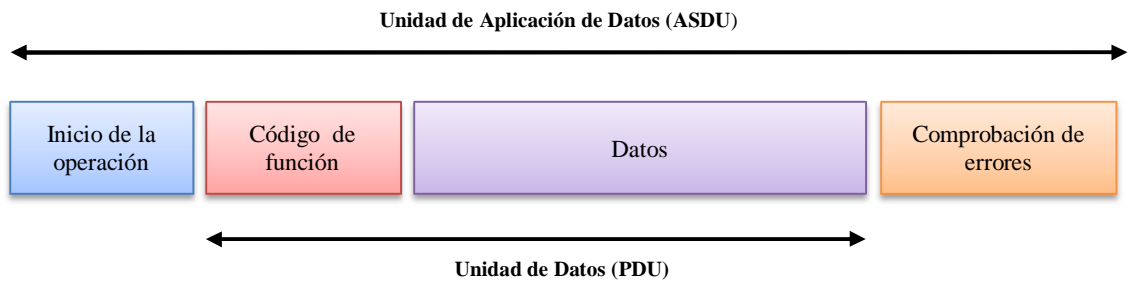


Figura 3.2: Estructura de Modbus [29]

Fuente: Practical Industrial Data Communications/Reynders, Deon; Mackay, Steve; Wright, Edwin/ Amsterdam 2005/pág.133, [29]

En la actualidad Modbus es usado ampliamente dentro de las comunicaciones industriales, está diseñado para funcionar con equipos tales como PLC's, sensores, motores, además de dispositivos físicos de entrada/salida. Las razones más importantes de su uso son: [30]

- Es público (no requiere de licencias para su implementación)
- Su implementación es muy sencilla y requiere de poco tiempo
- Maneja bloques de datos sin suponer restricciones

Para la transmisión, Modbus utiliza una codificación de datos dentro de una trama que puede ser en modo ASCII (*American Standard Code for Information Interchange*) ó puramente binario, según el estándar RTU (Remote Transmission Unit), en ambos casos, cada mensaje obedece a una trama que contiene cuatro campos principales, la versión Modbus/TCP es muy semejante al formato RTU, pero estableciendo la transmisión mediante paquetes TCP/IP. [29]

3.1.2 Estructura del protocolo Modbus

Como todo protocolo de comunicación, este tiene una trama definida por campos como se puede observar en la figura 3.3; el primer campo corresponde al campo de la dirección, que consiste en un solo byte, por cuanto se trata de la identificación o número del esclavo. Este dato es enviado a todos los esclavos (PLC's) que conforman la red, pero solo uno responde (el esclavo determinado en la dirección) cada esclavo puede tener un número de dirección entre 1 a 247, es así que solo se requiere de un byte para almacenar ese dato. [29]

El segundo campo es la función Modbus o el código de operación, consiste también en solo número de un byte; este byte lleva la información de lo que debe realizar o lo que debe hacer el esclavo o PLC. El tercer campo es la información que se desea leer, es un numero entre 0 a 9998. El cuarto campo es la comprobación de errores se trata de un numero de dos bytes usado para detectar errores, siendo a si el maestro envía la información con un valor numérico

el esclavo o PLC lo calcula matemáticamente y ejecuta la revisión de redundancia cíclica (Cyclic Redundancy Check, CRC), de manera que debe coincidir el CRC enviado por el maestro y el CRC calculado por el PLC, si esto no es igual quiere decir que la trama tiene errores, por tanto no existe comunicación.

Tabla 3.1 Formato típico de Modbus, estructura de mensajes [29]

Campo de direccionamiento	Campo de función	Campo de datos	Campo de comprobación de errores
1 byte	1 byte	Variable (n bytes)	2 bytes

Fuente: Practical Industrial Data Communications/Reynders, Deon; Mackay, Steve; Wright, Edwin/ Amsterdam 2005/pág.134, [29]

3.1.3 Códigos de función de Modbus

Cada trama de Modbus contiene un código de función que define la acción esperada para el controlador de destino. Es decir cada código sirve para diferenciar una acción de otra e indicar al esclavo seleccionado la operación que debe ejecutar; este mensaje se muestra en forma de bytes hexadecimales. La tabla 3.2 muestra los mencionados códigos. [29]

3.1.4 Protocolo Modbus sobre TCP/IP

Es un formato especial de MODBUS que permite utilizarlo sobre la capa de transporte TCP/IP (*Protocolo de Control de Transmisión / Protocolo entre-redes*) que es un estándar de facto para cooperación entre subredes de datos basadas en la conmutación de paquetes [31], así de esta manera Modbus-TCP/IP se lo puede utilizar por Internet; lo que sin lugar a duda genera algunas ventajas como por ejemplo:

- Para cualquier tipo de reparación o mantenimiento se lo puede realizar en forma remota desde cualquier oficina utilizando un PC.
- La persona encargada del mantenimiento puede ingresar desde su casa a la arquitectura de control de la planta, lo que evita pérdida de tiempo en desplazamientos.
- Permite realizar la gestión de sistemas distribuidos geográficamente mediante el empleo de las tecnologías de Internet/Intranet actualmente disponibles.

Tabla 3.2: Códigos de función de Modbus [29]

Código de función 01	Lectura de señales discretas de salida (Read Coil or Digital Output Status)
Código de función 02	Lectura de señales discretas de entrada (Read Digital Inputs Status)
Código de función 03	Lectura de registros analógicos (Read Holding Registers)
Código de función 04	Lectura de registros analógicos de entrada (Reading Input Registers)
Código de función 05.	Escritura de una señal discreta de salida. (Force Single Coil)
Código de función 06	Escritura de una señal análoga simple (Preset Single <i>Código de función 06</i> Registers)
Código de función 15 (OF Hexadecimal).	Escritura de múltiples señales discretas de salida (Force Multiple Coils or Digital Outputs)
Código de función 16 (10 Hexadecimal)	Escritura de múltiples señales análogas de salida (Multiple Analog Output Holding Registers)

Fuente: Practical Industrial Data Communications./ Reynders, Deon; Mackay, Steve; Wright, Edwin /2005 [29]

Por todo esto MODBUS TCP/IP es un protocolo importante dentro de las comunicaciones industriales sea por su simplicidad, bajo costo, requerimientos mínimos en cuanto a componentes de hardware, y sobre todo porque se trata de un protocolo abierto. [32]

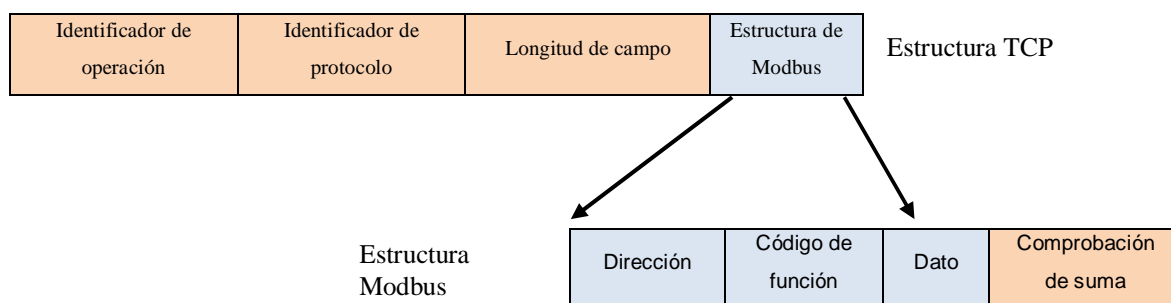


Figura 3.3: Encapsulamiento de la trama Modbus en TCP. [32]

Fuente: Comunicaciones industriales I Jimenez Buendia; Manuel/ Cartagena/pág.9, [32]

Como se puede observar en el gráfico anterior Modbus/TCP, encapsula una trama Modbus en un segmento TCP, este a su vez proporciona un servicio orientado a conexión fiable, lo que significa que toda consulta espera una respuesta. [32]

3.1.5 Protocolo IEC-60870-5-104

Los protocolos utilizados en telecontrol como por ejemplo el IEC 60870-5-104, son los que se encargan de transportar la información desde una RTU's (Remote Terminal Unit), IED's (Intelligent Electronic Device), Gateway o servidor de comunicaciones asociado a un proceso, hasta el sistema SCADA propiamente dicho; prácticamente a este nivel los sistemas de comunicación deben disponer de características especiales para responder en tiempo real los requerimientos de una buena intercomunicación. Ahora, tomando en cuenta que en el actual sistema SCADA, es decir en el Centro de Control de Distribución se realiza el control y la adquisición de datos de las diferentes subestaciones bajo la norma IEC 60870-5-104, se vuelve necesario describir algunas de las características más importantes de este protocolo dedicado a los sistemas de telecontrol y comunicaciones.

3.1.6 Estructura del protocolo IEC-60870-5-104

La norma IEC 60870-5 fue producida por la Comisión de Electrotécnica Internacional (IEC) y publicada progresivamente desde el año 1988; este protocolo es público y está dedicado exclusivamente al monitoreo, telecontrol y comunicaciones relacionadas a los sistemas SCADA, generalmente es utilizado a nivel del sector eléctrico como son subestaciones y centrales de generación.

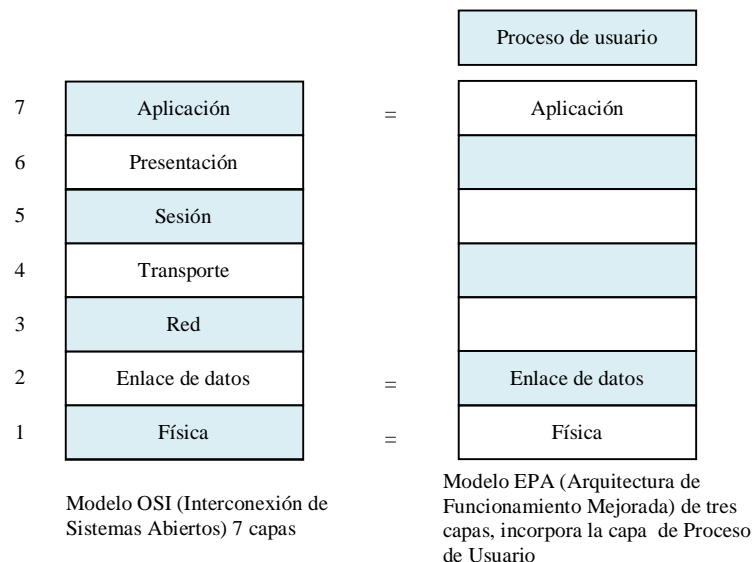


Figura 3.4: Relación entre el modelo EPA y el modelo OSI. [29]

Fuente: Practical Industrial Data Communications/Reynders, Deon; Mackay, Steve; Wright, Edwin/ Amsterdam 2005/pág.200, [29]

En realidad el protocolo IEC-104 es una extensión del protocolo IEC-101, por tanto los dos se parecen en su estructura, lo que se incorpora a la estructura del IEC-104 es un adicional que es el proceso de usuario, esto se puede apreciar en la figura 3.4. [29]

La diferencia entre el IEC-101 y el IEC-104 está en las capas de red, de transporte y física, las mismas que el IEC-104 utiliza en una tarjeta de red y funciona sobre una plataforma TCP/IP, esto para transmitir la información de forma segura; mientras tanto que el IEC-101 funciona de forma serial con un ancho de banda bajo. [29]

En la figura 3.5 se puede observar que la capa de aplicación IEC 104 se conserva igual a la de IEC 101, manteniéndose sin cambios la capa de aplicación donde se conserva el ASDU (Unidad de Aplicación de Datos), quien contiene la información de las variables del proceso; en este caso el ASDU también funciona sobre la plataforma TCP/IP, como se había mencionado el TCP está orientado para transmitir datos de una forma segura. [29]

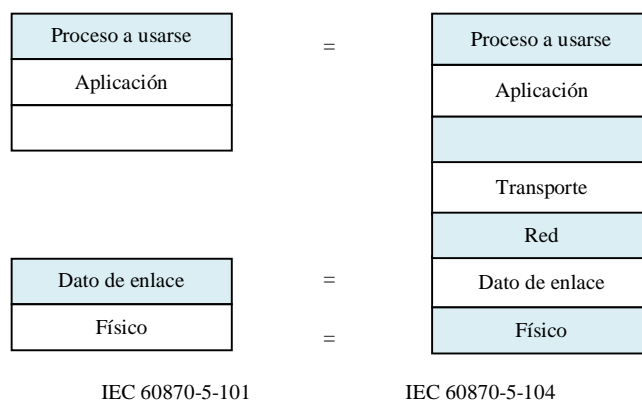


Figura 3.5: Arquitectura para IEC-101 y IEC-104 [29]

Fuente: Practical Industrial Data Communications/Reynders, Deon; Mackay, Steve; Wright, Edwin/ Amsterdam 2005/pág.200, [29]

3.1.7 Estructura de la unidad de aplicación de datos (ASDU)

La figura 3.6 muestra la estructura de un ASDU, ésta consta de dos secciones principales que son: [29]

- El identificador de unidad, que define el tipo de dato
- El objeto de información, que es donde se almacena el dato de la variable

Cada bloque es un byte, es decir el campo causa de transmisión ocupa 2 bytes (en el segundo byte se encuentra la dirección origen), el campo dirección común de la ASDU ocupa 2 bytes y el campo dirección del objeto de información ocupa 3 bytes. Estos 3 bytes se presentan estructurados, y se limitan las direcciones a 65535.

La longitud máxima de la ASDU es de 123 bytes, puesto que a la longitud de los datos de usuario (126 bytes) se le debe restar los 3 bytes correspondientes al campo de control y de dirección del enlace. De forma equivalente, la longitud máxima de la unidad de aplicación de datos del protocolo (APDU) referente al protocolo IEC 6870-5-104 es de 127 bytes (ASDU de 123 bytes más 4 bytes de control), sin tener en cuenta el byte de START ni el de longitud. [33]

Algo importante, sobre la relación entre el ASDU y la capa de enlace, es que la trama permite un solo ASDU con un tamaño de máximo 255 octetos con un mínimo de 2 a 3 octetos para control de enlace y dirección de campos. [29]

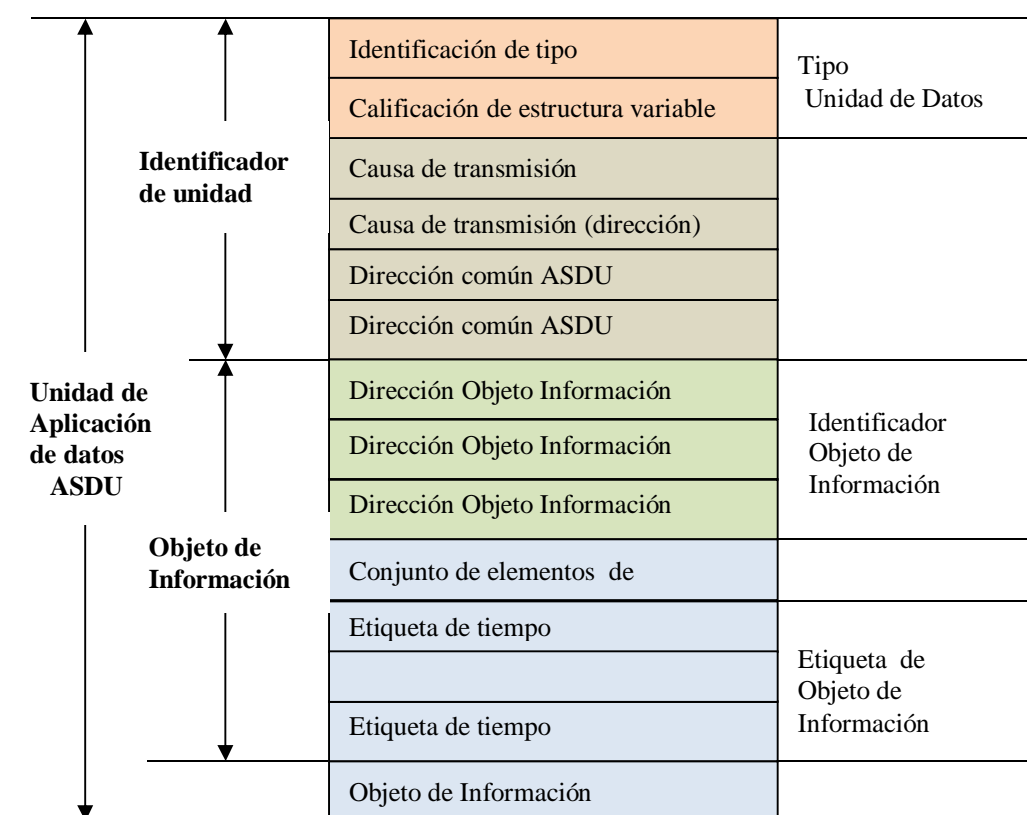


Figura 3.6: Estructura de un mensaje de nivel de Aplicación (ASDU) [33]
Fuente: Protocolo IEC-104, Perfil de Interoperabilidad/ ELIOP/2010; Quito, [33]

3.1.8 Interoperabilidad 104

Como se había mencionado al inicio de este capítulo, el termino Interoperabilidad comprende básicamente la capacidad de dos sistemas en intercambiar información uno con otro, además de utilizar la información intercambiada. Para ello este protocolo define un conjunto de parámetros y alternativas de entre las cuales un subconjunto debe ser seleccionado para implementar un sistema concreto de acuerdo a las siguientes funciones de aplicación: [33]

- a) **Inicialización de las estaciones.** Durante la operación del sistema pueden ocurrir problemas de comunicación, sin embargo cabe mencionar que los dispositivos integrados al sistema, tienen asignados al menos una dirección IP, en algunos casos disponen de dos IP, uno principal y otro de reserva por redundancia de redes, de manera que en caso de falla de comunicación con el IP principal, el SCADA se conectará con la IP de respaldo.
- b) **Transmisión cíclica de datos.** Para verificar el correcto funcionamiento de la lógica del protocolo existen 2 ciclos diferentes, para 2 grupos de telemetría diferentes. El ciclo más rápido es cada 4 segundos utilizado para los datos más urgentes, mientras que para el resto de telemetría se utiliza un ciclo de 12 segundos.
- c) **Interrogación general.** Para evitar problemas de coherencia, la RTU en una subestación o el PLC, en la central Cumbaya, debe asegurar que toda la información interrogada sea agrupada en una sola toma. En el caso de producirse cambios durante el proceso de envío de información, pero posteriores al haber realizado la toma, se transmitirán después de finalizar la interrogación general.
- d) **Sincronización de reloj.** Esta función es utilizada para sincronizar las RTU's que no disponen de la unidad de sincronización GPS. Cuando una RTU dispone de GPS, se ignorará las tramas de sincronización recibidas, es decir, no sincronizará.

3.2 DISEÑO PARA LA INTERCONEXIÓN

3.2.1 Generalidades

El sistema SCADA denominado “SCADA SHERPA”, actualmente en pleno funcionamiento en el centro de Control, basa su operación en equipos e instrumentos nuevos, lo que ha permitido la integración de varias subestaciones de distribución con diferentes elementos de campo para telemedición y telecontrol en tiempo real, que se aplica sobre parámetros, electromecánicos, eléctrico. Esto ha permitido optimizar la explotación de sus instalaciones y recursos a nivel de despacho de distribución.

3.2.2 Subsistema de software

El SCADA-SHERPA es un sistema abierto que cumple con la definición dada por el IEEE, donde un conjunto de subprogramas permiten la integración de una gran cantidad de datos que provienen de múltiples RTU's distribuidas por todo el Sistema Eléctrico Quito, a través

de las líneas de comunicación (cable, fibra óptica y radio enlace). [34] El sistema operativo que define una funcionalidad en tiempo real acorde con los estándares universales es el interfaz POSIX para diversos sistemas Operativos, como por ejemplo UNIX y Windows 2003/XP. [34]

3.2.3 Subsistema de adquisición de datos

El sistema SCADA SHERPA, tiene la funcionalidad de interactuar con otros sistemas de supervisión como pueden ser estaciones remotas u otros sistemas de control.

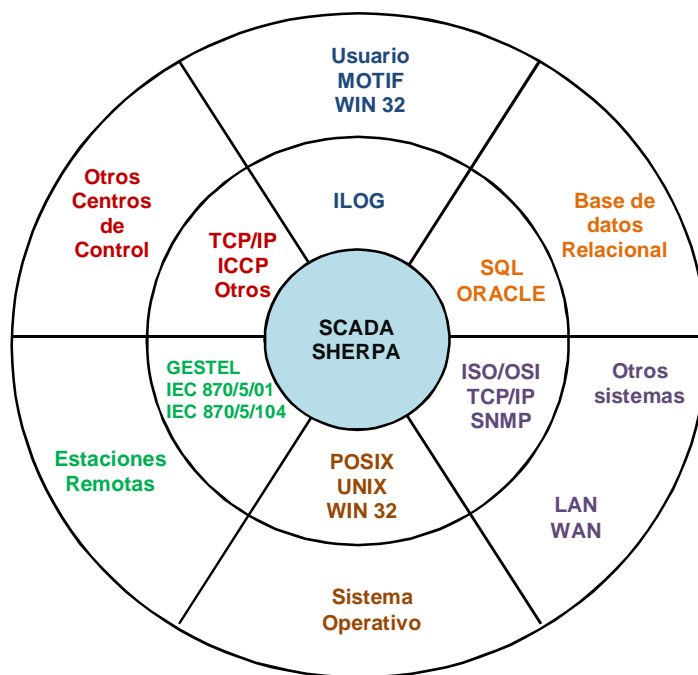


Figura 3.7: SCADA SHERPA, Estándares de un sistema abierto [34]
Fuente: SHERPA: EL SCADA DE ELIOP/ ELIOP/2011; pág. 2-1, Quito, [34]

Para la adquisición de datos desde los equipos, el sistema integra protocolos específicos basados en TCP/IP, que mueven paquetes de datos a través de la red, operando a nivel de la capa de transporte, estos protocolos pueden ser: GESTEL, IEC-60850-5-101, IEC-60850-5-104, DNP-3.0 y Modbus [34].

La obtención de información desde los equipos remotos involucra aspectos como:

- El protocolo de comunicación
- El tipo de información, valores digitales o analógicos, valores contadores, cronología de eventos, información histórica, etc.
- Capacidad y número de las estaciones remotas, esto depende del protocolo que se emplee.

- Vías de comunicación, como son puertos GPIB (General Purpose Interface Bus), telefónica o satélite. Estas deben ser redundantes para garantizar la conexión con los equipos en el caso de avería del canal. Para el intercambio de datos entre dispositivos se requiere de medios de comunicación los cuales pueden ser: cable coaxial, fibra óptica, cable telefónico, pero también pueden ser no cableados como son: microondas, ondas de radio, satelital. [35]

3.2.4 Subsistema de comunicaciones

El subsistema de comunicaciones es ejecutado mediante un concentrador de datos, denominado (SHERPA/SDC), el mismo que relaciona las cargas de las CPU previstas; estas cargas están relacionadas por el tipo de protocolo a utilizar en la comunicación con las RTU, cada una de ellas con sus diferentes protocolos, donde el SCADA se encarga de tratar los datos a través del subsistema de comunicaciones [34].

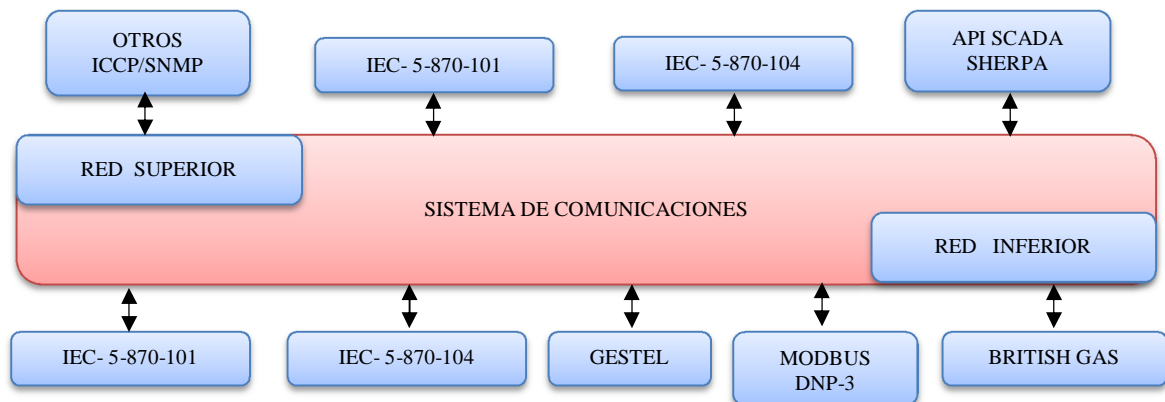


Figura 3.8: Esquema de Comunicaciones [34]

Fuente: SHERPA: EL SCADA DE ELIOP/ ELIOP/2011; pág. 3-38, Quito, [34]

Como se puede apreciar en el gráfico 3.8, el SCADA Sherpa puede gestionar diferentes protocolos de comunicación, de forma que cada uno de estos utiliza diferentes vías físicas, donde se puede comunicar con una o más RTU's siempre y cuando las RTU's utilicen el mismo protocolo. Para el caso de este proyecto, la comunicación con el SCADA-SHERPA se realiza mediante el standard IEC-60870-5-104, que permite la interacción con las RTU's a través de redes de fibra óptica y radio enlace. Estas RTU's tienen asignadas al menos una dirección IP. En el caso de tener dos IP (Redundancia de redes) se utiliza una dirección para establecer la conexión activa, y la otra se utiliza para mantener conexiones de reserva. Este

sólo estará conectado a una de ellas (principal) y en el caso de fallo se conectará a la otra IP (reserva).

3.3 DISEÑO DEL SISTEMA SCADA PARA EL CENTRO DE CONTROL DE LA CENTRAL CUMBAYA

Este capítulo especifica los requisitos relacionados con el diseño del sistema SCADA, incluye la configuración del Gateway, estación maestra, realización del gráfico unifilar, pruebas de operación y entrega en funcionamiento del proyecto. Para el efecto el Departamento del Proyecto SCADA de la EEQ S.A. me asignó un Gateway SMP/16CP, que es un concentrador de datos y recoge información de todos los dispositivos conectados a este.

3.3.1 Configuración del Gateway

Se trata de un Gateway SMP (*Substation Modernization Platform*) de COOPER POWER SYSTEM, (figura 3.9) el mismo que traduce protocolos estándar de dispositivos para el telecontrol desde Centros de Control utilizando protocolos como por ejemplo DNP3, IEC-60870-5-101/103/104 o IEC-61850.

El equipo inicia la adquisición de datos basado en el modelo maestro esclavo, dado que el dispositivo instalado en la central responde a las solicitudes de adquisición de datos es considerado del tipo esclavo, de esta manera se adquiere las señales analógicas y binarias vía TCP/IP desde el PLC común en la central Cumbaya.



Figura 3.9: Concentrador de datos SMP/16CP

Fuente: el autor

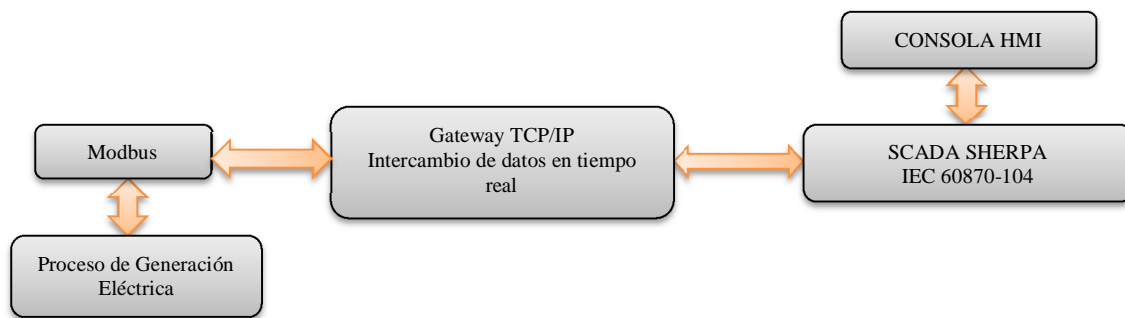


Figura 3.10: Flujograma de la implementación del proyecto

Fuente: El autor

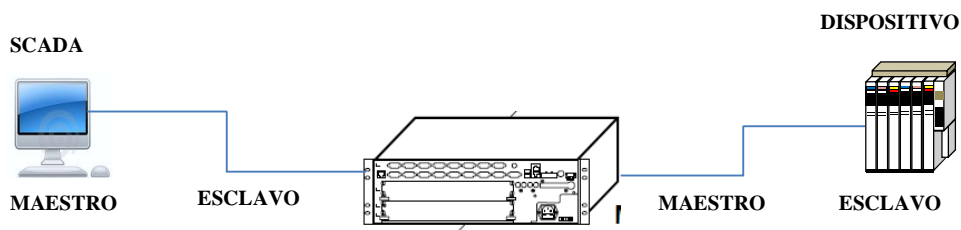


Figura 3.11: Sistema típico de automatización Maestro-Esclavo de SMP [36]

Fuente: [36] SMP_Gateway_User_Manual, COOPER Power Systems, pág. 8, Quebec

Para comprobar el enlace se realiza una prueba de conectividad ping sobre la ventana de comando **cmd.exe** de Windows a la dirección **IP 10.10.100.155**, desde la estación maestra hacia el PLC común en la Central Cumbaya.

```

C:\Simbolo del sistema - ping 10.10.100.155 -t
(C) Copyright 1985-2001 Microsoft Corp.
C:\Documents and Settings\ADMIN SCADA>ping 10.10.100.55
Haciendo ping a 10.10.100.55 con 32 bytes de datos:
Tiempo de espera agotado para esta solicitud.
Estadísticas de ping para 10.10.100.55:
    Paquetes: enviados = 1, recibidos = 0, perdidos = 1
    (100% perdidos),
Control-C
^C
C:\Documents and Settings\ADMIN SCADA>ping 10.10.100.155 -t
Haciendo ping a 10.10.100.155 con 32 bytes de datos:
Respuesta desde 10.10.100.155: bytes=32 tiempo=1ms TTL=62
Respuesta desde 10.10.100.155: bytes=32 tiempo=1ms TTL=62
Respuesta desde 10.10.100.155: bytes=32 tiempo=1ms TTL=62
Respuesta desde 10.10.100.155: bytes=32 tiempo=1ms TTL=62
Respuesta desde 10.10.100.155: bytes=32 tiempo=1ms TTL=62
Respuesta desde 10.10.100.155: bytes=32 tiempo=1ms TTL=62
Respuesta desde 10.10.100.155: bytes=32 tiempo=2ms TTL=62
  
```

Figura 3.12: Prueba de conectividad ping a la dirección 10.10.100.155

Fuente: El autor

Desde la ventana principal de SPM Manager, se inicia el programa con su debido usuario y contraseña, la misma que ha sido asignada para la elaboración este proyecto.

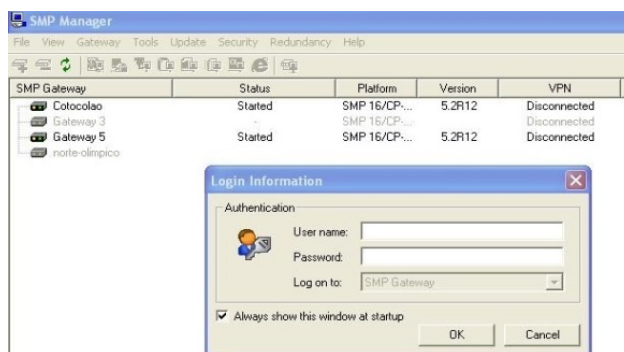


Figura 3.13: Inicio del programa SMP

Fuente: El autor

Una vez que se ingresa al sistema, se arranca el Gateway asignado (dirección IP: 10.16.6.134), y se escoge la opción configurar

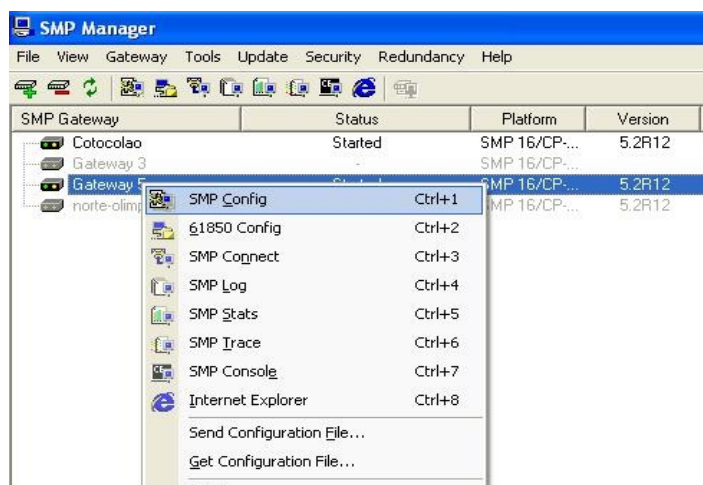


Figura 3.14: Configuración del Gateway

Fuente: El autor

3.3.2 Configuración de la estación maestra

Se crea dentro de los parámetros generales un archivo de configuración como portal de acceso al proyecto Cumbaya, designando el tipo de Modbus para este caso es del tipo TCP/IP, por cuanto son los mas utilizados por los dispositivos esclavos para comunicarse con los Centros de Control.

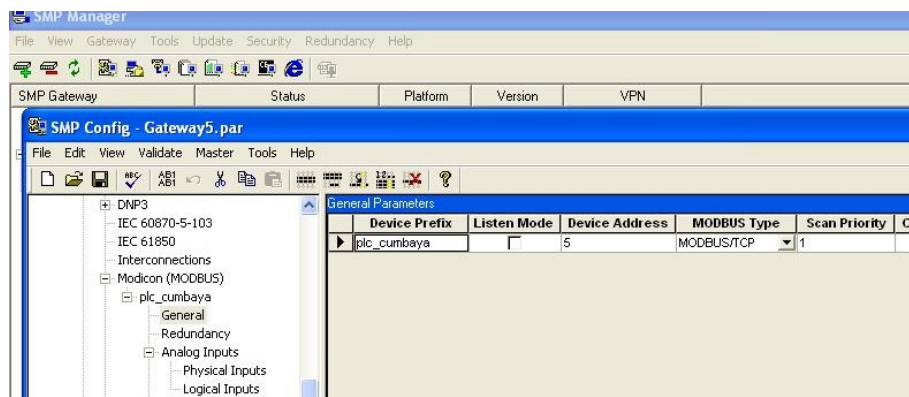


Figura 3.15: Configuración del Gateway, parámetros TCP/IP
Fuente: El autor

Posteriormente dentro de “protocolos maestro” se escoge la opción Modbus y se ingresa cada una de las señales analógicas y binarias con su respectivo formato de entrada, tipo de registro y dirección asignada al el PLC común, Figuras 3.16 y 3.17

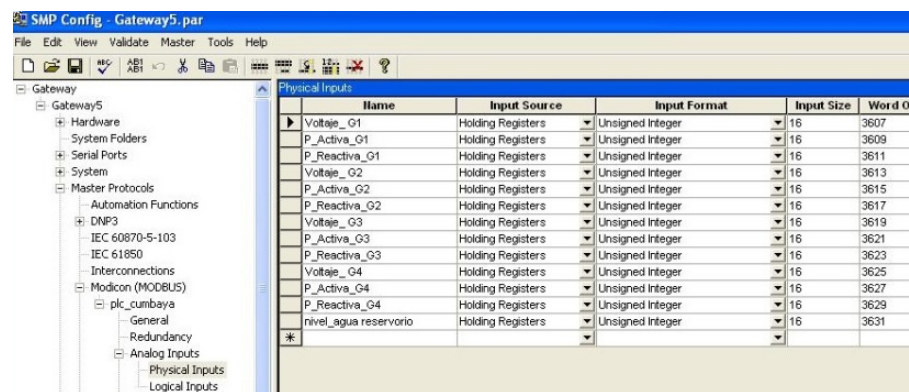


Figura 3.16: Ingreso de las señales analógicas
Fuente: El autor

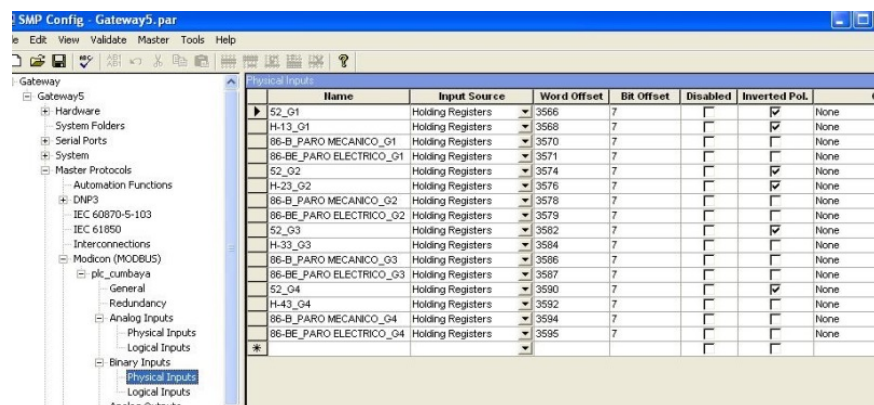


Figura 3.17: Ingreso de las señales binarias
Fuente: El autor

En las tablas siguientes se muestran todas las 13 entradas analógicas y las 20 entradas binarias que se requiere enviar hacia el centro de control, para la supervisión en tiempo real del funcionamiento de la Central Cumbaya

Tabla 3.3: Señales análogas de los cuatro generadores

SEÑALES ANALOGICAS

GENERADORES 1 – 2 – 3 – 4	DIRECCIONES	TIPO
VOLTAJE	3607 – 3613 – 3619 – 3625	Analógica
POTENCIA ACTIVA	3609 – 3615 – 3621 – 3627	Analógica
POTENCIA REACTIVA	3611 – 3617 – 3623 - 3629	Analógica
NIVEL AGUA_TANQUE DE CARGA	3631	Analógica

Fuente: EEQ

Tabla 3.4: Señales binarias de los cuatro generadores

SEÑALES BINARIAS

GENERADORES 1 – 2 – 3 – 4	DIRECCIONES	TIPO
POS_52_OPEN	3566 – 3574 – 3582 – 3590	Discreta Simple
POS_52_CLOSE	3567 – 3575 – 3583 – 3591	Discreta Simple
POS_H13_OPEN	3568 – 3576 – 3584 – 3592	Discreta Simple
POS_H13_CLOSE	3569 – 3577 – 3585 – 3593	Discreta Simple
DISPARO_MECANICO_86_B	3570 – 3578 – 3586 – 3594	Discreta Simple

Fuente: EEQ

Para configurar una conexión TCP/IP con el PLC comun de Cumbaya se ubica sobre la lista de protocolos maestro (TCP/IP Master), se ingresa la direccion IP del PLC (10.10.100.155) y el puerto 502 que es el numero del puerto del sistema para transmisión mediante paquetes TCP/IP.

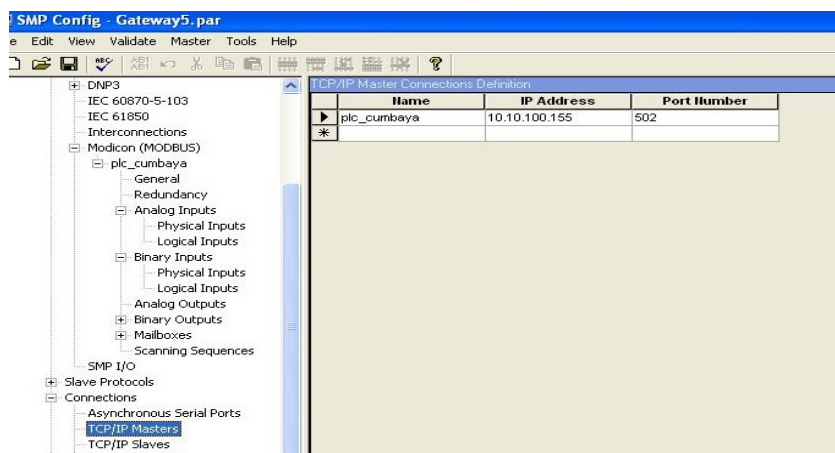


Figura 3.18: Configuración del maestro TCP/IP direccionado al PLC de Cumbaya.

Fuente: El autor

En el caso de existir errores en el archivo de configuración, este no puede guardarse. Posteriormente el proyecto con su respectiva configuración es enviado a cargarse en el Gateway, toda vez que la configuración sea válida y esté libre de errores.

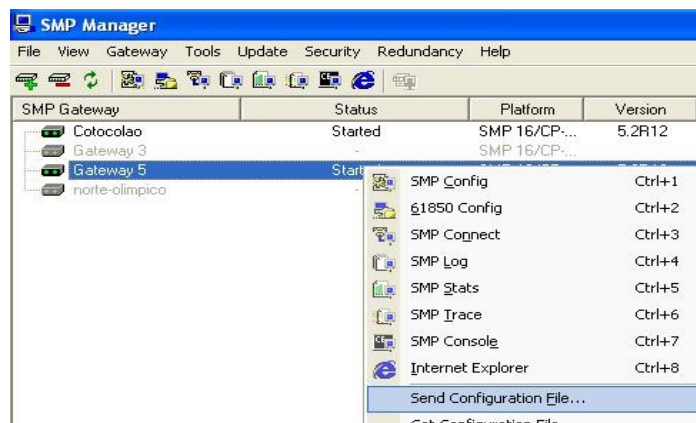


Figura 3.19: Envío de la nueva configuración al Gateway

Fuente: El autor

Después de enviar el archivo de configuración, el sistema informa que es necesario reiniciar el Gateway para que el nuevo proyecto entre en operación. Esto tarda algunos minutos por cuanto el archivo de configuración pasa por una serie de etapas de inicio, durante este proceso se muestra el estado en que se encuentra.



Figura 3.20: Cuadro de dialogo para apagar y reiniciar el Gateway

Fuente: El autor

Luego de reiniciado el Gateway se tiene un archivo del proyecto listo para ser revisado en tiempo real, para el efecto se cuenta con una herramienta de SMP que mediante Internet Explorer sirve para supervisar en tiempo real lo que está sucediendo con el dispositivo conectado, es decir con el PLC común en la Central Cumbaya.

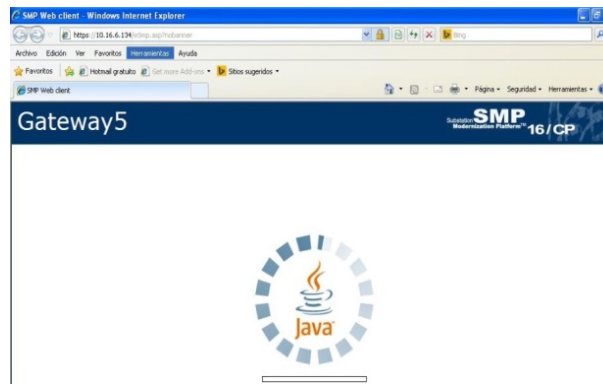


Figura 3.21: Servidor Web para ver datos en tiempo real

Fuente: El autor

De esta forma se puede ver los datos en tiempo real, sean estos análogos o binarios. Se da clic en la entrada analógica o entrada binaria donde todos los puntos de datos cambian dinámicamente en la pantalla.

Name	Floating Po...	Integer Value	Status	Dead Band	Scale	Offset	Time
plc_cumbayaivel_agua reservorio	709.0 m	709	OK	0.0	1.0	0.0	2014/01/16 18:45:18.493 -0500HR 3
plc_cumbaya52_Activa_G1	10.0 MW	10	OK	0.0	1.0	0.0	2014/01/16 18:44:01.788 -0500HR 3
plc_cumbaya52_Activa_G2	0.0 MW	0	OK	0.0	1.0	0.0	2014/01/16 18:44:01.788 -0500HR 3
plc_cumbaya52_Activa_G3	10.0 MW	10	OK	0.0	1.0	0.0	2014/01/16 18:44:01.788 -0500HR 3
plc_cumbaya52_Activa_G4	10.0 MW	10	OK	0.0	1.0	0.0	2014/01/16 18:44:01.788 -0500HR 3
plc_cumbaya52_Reactiva_G1	1.0 MVAR	1	OK	0.0	1.0	0.0	2014/01/16 18:44:01.788 -0500HR 3
plc_cumbaya52_Reactiva_G2	0.0 MVAR	0	OK	0.0	1.0	0.0	2014/01/16 18:44:01.788 -0500HR 3
plc_cumbaya52_Reactiva_G3	64982.0 VAR	64982	OK	0.0	1.0	0.0	2014/01/16 18:46:15.147 -0500HR 3
plc_cumbaya52_Reactiva_G4	65324.0 VAR	65324	OK	0.0	1.0	0.0	2014/01/16 18:46:15.147 -0500HR 3
plc_cumbaya52_Voltaje_G1	4119.0 V	4119	OK	0.0	1.0	0.0	2014/01/16 18:46:05.727 -0500HR 3
plc_cumbaya52_Voltaje_G2	0.0 V	0	OK	0.0	1.0	0.0	2014/01/16 18:44:01.788 -0500HR 3
plc_cumbaya52_Voltaje_G3	4109.0 V	4109	OK	0.0	1.0	0.0	2014/01/16 18:46:15.147 -0500HR 3
plc_cumbaya52_Voltaje_G4	4100.0 V	4100	OK	0.0	1.0	0.0	2014/01/16 18:46:08.854 -0500HR 3

Figura 3.22: Supervisión en tiempo real de las señales análogas

Fuente: El autor

Dado que puede haber un gran número de puntos de datos, se utiliza la función de filtro para elegir los puntos que se desee mostrar, para este caso (plc_cumbaya), Figuras 3.22 y 3.23

Name	Status	State	Time	Address
plc_cumbaya52_G1	OK	1	2014/01/16 18:44:01.788 -0500HR 3566-07	-
plc_cumbaya52_G2	OK	0	2014/01/16 18:44:01.788 -0500HR 3574-07	-
plc_cumbaya52_G3	OK	1	2014/01/16 18:44:01.788 -0500HR 3582-07	-
plc_cumbaya52_G4	OK	1	2014/01/16 18:44:01.788 -0500HR 3590-07	-
plc_cumbaya56-B_PARO MECANICO_G1	OK	0	2014/01/16 18:44:01.788 -0500HR 3570-07	-
plc_cumbaya56-B_PARO MECANICO_G2	OK	0	2014/01/16 18:44:01.788 -0500HR 3578-07	-
plc_cumbaya56-B_PARO MECANICO_G3	OK	0	2014/01/16 18:44:01.788 -0500HR 3586-07	-
plc_cumbaya56-B_PARO MECANICO_G4	OK	0	2014/01/16 18:44:01.788 -0500HR 3594-07	-
plc_cumbaya56-BE_PARO ELECTRICO_G1	OK	0	2014/01/16 18:44:01.788 -0500HR 3571-07	-
plc_cumbaya56-BE_PARO ELECTRICO_G2	OK	0	2014/01/16 18:44:01.788 -0500HR 3579-07	-
plc_cumbaya56-BE_PARO ELECTRICO_G3	OK	0	2014/01/16 18:44:01.788 -0500HR 3587-07	-
plc_cumbaya56-BE_PARO ELECTRICO_G4	OK	0	2014/01/16 18:44:01.788 -0500HR 3595-07	-
plc_cumbayaH-13_G1	OK	1	2014/01/16 18:44:01.788 -0500HR 3566-07	-
plc_cumbayaH-23_G2	OK	1	2014/01/16 18:44:01.788 -0500HR 3576-07	-
plc_cumbayaH-33_G3	OK	1	2014/01/16 18:44:01.788 -0500HR 3584-07	-
plc_cumbayaH-43_G4	OK	1	2014/01/16 18:44:01.788 -0500HR 3592-07	-

Figura 3.23: Supervisión en tiempo real de las señales binarias

Fuente: El autor

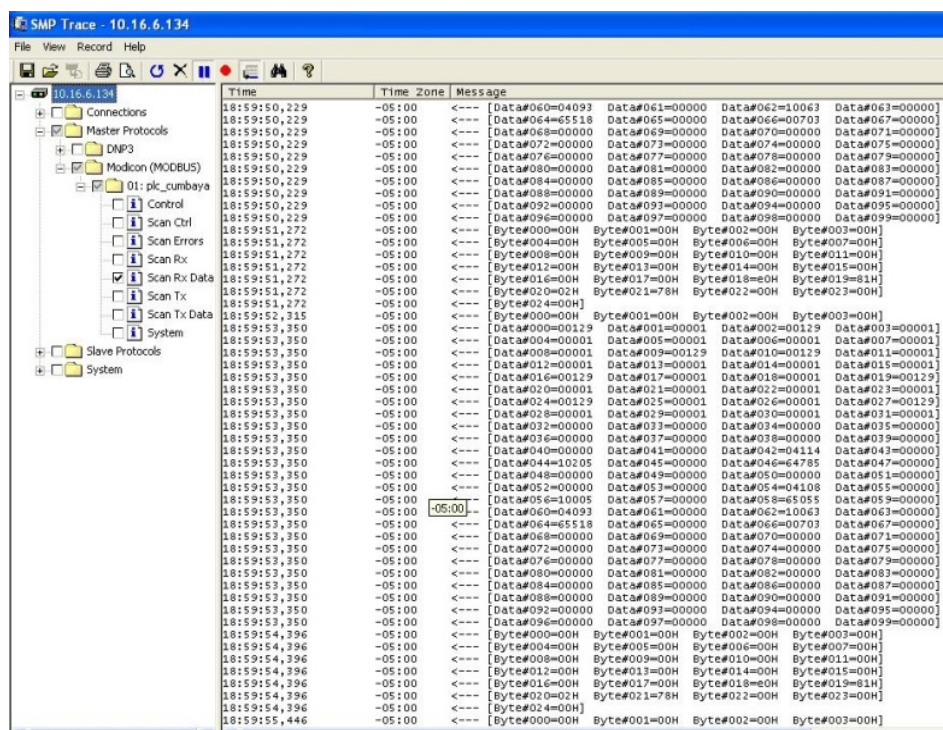


Figura 3.24: Trazas generadas entre el Maestro y el protocolo esclavo
Fuente: El autor

Usando la herramienta de *SMP Trace*, se puede ver el flujo continuo de intercambios entre la estación maestra y el PLC común de la central Cumbaya. Como se muestra en la figura 3.25, se genera una lista de detalles de forma continua de toda la actividad que el sistema *SMP Trace* está efectuando. Aquí se muestran las Trazas entre el Maestro y el protocolo esclavo, se describe las solicitudes enviadas al PLC y los valores que éste contesta. Los rastros de conexión muestran que datos se intercambian entre la SMP y un dispositivo. Estos rastros de bajo nivel describen en formato hexadecimal, el flujo de bytes enviados y recibidos desde y de un dispositivo.

3.3.3 Pruebas de comunicación 104 sobre TCP/IP (SMP GATEWAY)

En base al cuadro de direcciones IEC-60870-104 (anexo 02), asignado por la unidad del Proyecto SCADA de la EEQ, se realiza las Instancias del protocolo esclavo subscribiendo a los puntos en la base de datos asignada.

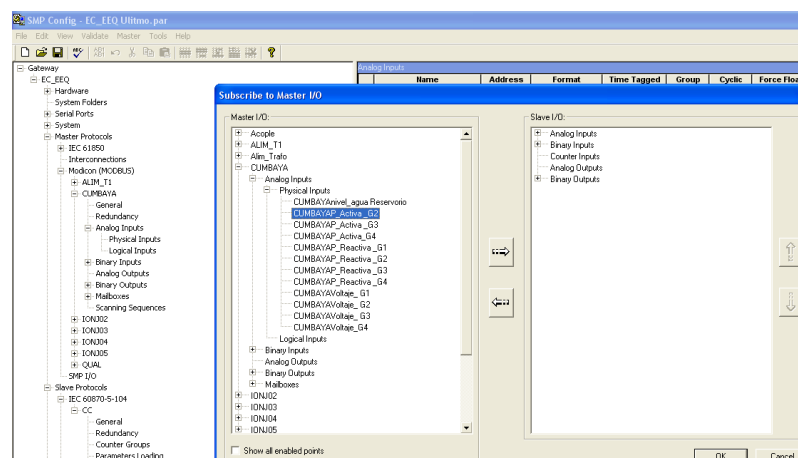


Figura 3.25: Suscribirse a protocolo maestro

Fuente: El autor

Cada vez que una instancia del protocolo maestro se suscribe en la base de datos, la instancia esclava recupera los datos y aplica sus propios ajustes para que sea compatible con los requisitos del protocolo de centro de control [36]. Cuando se configura un componente esclavo, se selecciona de entre todos los puntos de datos definidos por los componentes del protocolo maestro, los puntos de datos a la que desea suscribirse.

LUMIPATA	General	I06_MMULTIAPtrCMag	593	Scaled	0	0	
	Redundancy	I06_MMULTIAPtrAMag	570	Scaled	0	0	
		I06_MMULTIAPtrBIMag	571	Scaled	0	0	
	Analog Inputs	I06_MMULTIAPtrFncMag	572	Scaled	0	0	
	Physical Inputs	I06_MMULTIAPtrAnalogMag	573	Scaled	0	0	
	Logical Inputs	I06_MMULTIAPtrMag	574	Scaled	0	0	
	Binary Inputs	I06_MMULTIAPtrAnalogMag	575	Scaled	0	0	
	Analog Outputs	I0N_02_IVARh delrec	584	Scaled	0	0	
		I0N_02_IVARh del	585	Scaled	0	0	
	Binary Outputs	I0N_02_IVARh rec	586	Scaled	0	0	
Malicious	I0N_02_IVARh rec	588	Scaled	0	0		
Scanning Sequences	I0N_02_IVARh rec	589	Scaled	0	0		
I2ON02	I2ON02	I0N_04_IVARh delrec	590	Scaled	0	0	
	I2ON03	I0N_04_IVARh del	591	Scaled	0	0	
		I0N_04_IVARh del	592	Scaled	0	0	
	I2ON05	I0N_04_IVARh rec	594	Scaled	0	0	
		I0N_04_IVARh rec	595	Scaled	0	0	
	QUAL	I0N_05_IVARh delrec	596	Scaled	0	0	
	SMP I/O	I0N_05_IVARh del	597	Scaled	0	0	
	Slave Protocols	IEC 60870-5-104	I0N_05_IVARh del	598	Scaled	0	0
			I0N_05_IVARh rec	600	Scaled	0	0
		CC	I0N_05_IVARh rec	601	Scaled	0	0
I0N_05_IVARh rec			602	Scaled	0	0	
General		I0N_03_IVARh del	603	Scaled	0	0	
		I0N_03_IVARh del	604	Scaled	0	0	
Redundancy		I0N_03_IVARh rec	606	Scaled	0	0	
		I0N_03_IVARh rec	607	Scaled	0	0	
Counter Groups		CUMBIAYP_Activa_G1	8502	Scaled	0	0	
Parameters Loading		CUMBIAYP_Activa_G2	8508	Normalized	0	0	
Analog Inputs	CUMBIAYP_Activa_G3	8514	Step position	0	0		
Binary Inputs	CUMBIAYP_Activa_G4	8520	Fluxing-coat	0	0		
Counter Inputs	CUMBIAYP_Reactiva_G1	8503	Blurring	0	0		
Binary Outputs	CUMBIAYP_Reactiva_G2	8509	Blurring	0	0		
Analog Outputs	CUMBIAYP_Reactiva_G3	8515	Scaled	0	0		
Interconnections							
Connections							
Connection Usage							

Figura 3.26: Puntos suscritos protocolo maestro

Fuente: El autor

Se realiza la búsqueda en la lista maestra de entradas y salidas, donde se muestra el listado de puntos de datos definidos para cada protocolo maestro. Se busca sobre el panel izquierdo la instancia del protocolo esclavo denominado Cumbaya y se elige las variables que se desea remitir al centro de control, estas pueden ser analógicas y binarias; normalmente, un punto de datos que se ha transferido a la lista de esclavos I / O desaparece del Maestro.

3.3.4 Interfaz hombre-máquina (HMI)

El sistema HMI se puede determinar como una ventana del proceso en donde se encuentra la supervisión y control del mismo, éste se organiza en puestos de operador donde se manejan 2 o 3 monitores. El sistema permite, como se verá más adelante, crear una interfaz gráfica de tal manera que se pueda interactuar con el proceso en tiempo real y que a su vez se integre en una base de datos los archivos de históricos, como por ejemplo eventos y alarmas generados en el proceso. Para este proyecto se utilizó el editor gráfico de ELIOP, el mismo que permitió crear y modificar dibujos basados en figuras y/o bitmap en el entorno de Windows, éstos dibujos se los puede descomponer en estáticos o en dinámicos, este último puede variar sus atributos como color, tamaño, etc., todo esto en tiempo real como habíamos mencionado [37]. El sinóptico creado tiene un fondo negro con varios elementos y como se trata de un sistema de potencia, obviamente dispone de disyuntores y seccionadores que de acuerdo a los parámetros de configuración y enlace de señales, cambian dinámicamente de color cuando alguna acción se ejecuta sobre estos, por ejemplo para un disyuntor sería un dinámico de dos estados, abierto o cerrado.

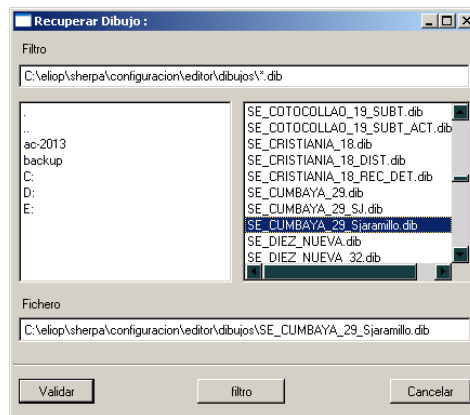


Figura 3.27: Panel de ficheros situado en una lista de directorios

Fuente: El autor

En el panel de ficheros se muestra los diversos campos en donde se ubica el archivo del proyecto, el mismo que se denomina “CUMBAYA_29_Sjaramillo.dib”, seleccionado el archivo se presiona en validar y así se inicia en base a un modelo predeterminado la configuración del gráfico.

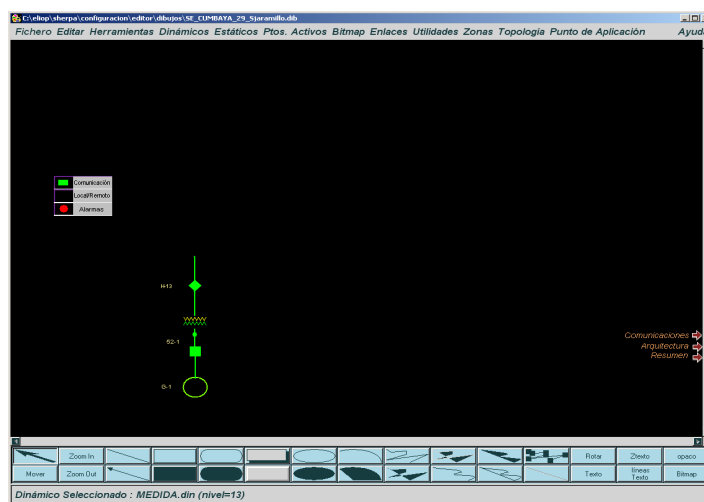


Figura 3.28: Panel principal del editor gráfico.
Fuente: El autor

Como se puede observar en el gráfico 3.29, una vez creado el sinóptico de la central Cumbaya, es necesario fijar los datos que darán dicha información en relación a la supervisión del sistema, como es por ejemplo el estado de los disyuntores de máquina, seccionadores de línea, disparos eléctricos, mecánicos, parada normal, potencia activa, reactiva y voltaje de generación de cada generador.

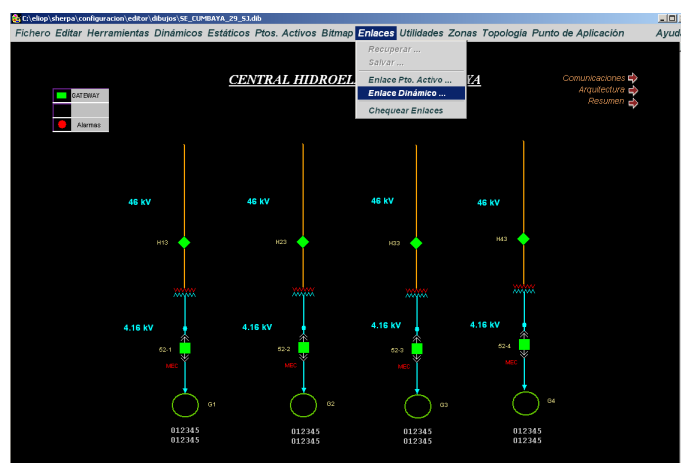


Figura 3.29: Enlace de los dibujos dinámicos con la base de datos.
Fuente: El autor

Es así que podemos decir que este sinóptico, es una composición formada por partes estáticas, y dinámicas. Por tanto, para la construcción del mismo implica realizar las siguientes operaciones [37]

- Recuperar estáticos de la librería
- Recuperar dinámicos de la librería

- Enlazar los dinámicos con los objetos de la Base de Datos
- Enlazar los puntos activos
- Enlazar los puntos de aplicación
- Guardar el dibujo
- Los dibujos son manejados por la ventana de Sinópticos de SHERPA

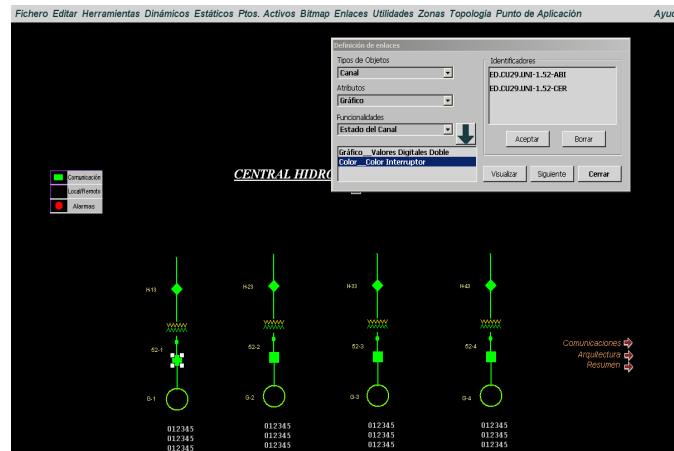


Figura 3.30: Dinámicos de enlace asociados con la base de datos en tiempo real.

Fuente: El autor

Lista de Señales 1				
General Control Op. Configuración Gráficas Tiempo Real Hardcopy Tags Mover Leyenda Filtro Cancelar selección				
Señales CUMBAYA #29				
ED ED.CU29.UNI-1.52-ABI	CU29	CU29.UNI-1	UNI 1-DISPARO ELECTRICO	NORMAL
ED ED.CU29.UNI-1.52-CER	CU29	CU29.UNI-1	UNI 1-DISPARO EMERGENCIA	NORMAL
ED ED.CU29.UNI-1.52-ABI	CU29	CU29.UNI-1	UNI 1-DISPARO MECANICO	NORMAL
EA ED.CU29.UNI-1.EMER-ACT-ENT	CU29	CU29.UNI-1	UNI 1-ENERGIA ACTIVA ENTREGA	0.00 MW
EA ED.CU29.UNI-1.EMER-ACT-REC	CU29	CU29.UNI-1	UNI 1-ENERGIA REACTIVA RECIBIDA	0.00 MW
ED ED.CU29.UNI-1.H13-C	CU29	CU29.UNI-1	UNI 1-SEC H13-ABIERTO	ABIERTO
ED ED.CU29.UNI-1.H13-C	CU29	CU29.UNI-1	UNI 1-SEC H13-CERRADO	CERRADO
EA ED.CU29.UNI-1.52-ABI	CU29	CU29.UNI-1	UNI 1-POTENCIA ACTIVA	0.00 MW
EA ED.CU29.UNI-1.52-ABI	CU29	CU29.UNI-1	UNI 1-POTENCIA REACTIVA	0.00 MW
EA ED.CU29.UNI-1.52-ABI	CU29	CU29.UNI-1	UNI 1-VOLTAJE	0.00 KV
EA ED.CU29.UNI-1.52-ABI	CU29	CU29.UNI-1	UNI 1-DISP 52-ABIERTO	ABIERTO
EA ED.CU29.UNI-1.52-ABI	CU29	CU29.UNI-1	UNI 1-DISP 52-CERRADO	CERRADO
EA ED.CU29.UNI-2.EMER-ACT-ENT	CU29	CU29.UNI-2	UNI 2-DISPARO ELECTRICO	NORMAL
EA ED.CU29.UNI-2.EMER-ACT-REC	CU29	CU29.UNI-2	UNI 2-DISPARO EMERGENCIA	NORMAL
EA ED.CU29.UNI-2.EMER-ACT-REC	CU29	CU29.UNI-2	UNI 2-DISPARO MECANICO	NORMAL
EA ED.CU29.UNI-2.H13-C	CU29	CU29.UNI-2	UNI 2-ENERGIA ACTIVA ENTREGA	0.00 MW
EA ED.CU29.UNI-2.H13-C	CU29	CU29.UNI-2	UNI 2-ENERGIA REACTIVA RECIBIDA	0.00 MW
EA ED.CU29.UNI-2.H13-C	CU29	CU29.UNI-2	UNI 2-SEC H13-ABIERTO	ABIERTO
EA ED.CU29.UNI-2.H13-C	CU29	CU29.UNI-2	UNI 2-SEC H13-CERRADO	CERRADO
EA ED.CU29.UNI-2.52-ABI	CU29	CU29.UNI-2	UNI 2-POTENCIA ACTIVA	0.00 MW
EA ED.CU29.UNI-2.52-ABI	CU29	CU29.UNI-2	UNI 2-POTENCIA REACTIVA	0.00 MW
EA ED.CU29.UNI-2.52-ABI	CU29	CU29.UNI-2	UNI 2-VOLTAJE	0.00 KV
EA ED.CU29.UNI-2.52-ABI	CU29	CU29.UNI-2	UNI 2-DISP 52-ABIERTO	ABIERTO
EA ED.CU29.UNI-2.52-ABI	CU29	CU29.UNI-2	UNI 2-DISP 52-CERRADO	CERRADO
EA ED.CU29.UNI-3.EMER-ACT-ENT	CU29	CU29.UNI-3	UNI 3-DISPARO ELECTRICO	NORMAL
EA ED.CU29.UNI-3.EMER-ACT-REC	CU29	CU29.UNI-3	UNI 3-DISPARO EMERGENCIA	NORMAL
EA ED.CU29.UNI-3.EMER-ACT-REC	CU29	CU29.UNI-3	UNI 3-DISPARO MECANICO	NORMAL
EA ED.CU29.UNI-3.H13-C	CU29	CU29.UNI-3	UNI 3-ENERGIA ACTIVA ENTREGA	0.00 MW
EA ED.CU29.UNI-3.H13-C	CU29	CU29.UNI-3	UNI 3-ENERGIA REACTIVA RECIBIDA	0.00 MW
EA ED.CU29.UNI-3.H13-C	CU29	CU29.UNI-3	UNI 3-SEC H13-ABIERTO	ABIERTO
EA ED.CU29.UNI-3.H13-C	CU29	CU29.UNI-3	UNI 3-SEC H13-CERRADO	CERRADO
EA ED.CU29.UNI-3.52-ABI	CU29	CU29.UNI-3	UNI 3-POTENCIA ACTIVA	0.00 MW
EA ED.CU29.UNI-3.52-ABI	CU29	CU29.UNI-3	UNI 3-POTENCIA REACTIVA	0.00 MW
EA ED.CU29.UNI-3.52-ABI	CU29	CU29.UNI-3	UNI 3-VOLTAJE	0.00 KV
EA ED.CU29.UNI-3.52-ABI	CU29	CU29.UNI-3	UNI 3-DISP 52-ABIERTO	ABIERTO
EA ED.CU29.UNI-3.52-ABI	CU29	CU29.UNI-3	UNI 3-DISP 52-CERRADO	CERRADO

Figura 3.31: Representación del listado de señales en tiempo real, con colores para identificar su valor y estado de cada señal.

Fuente: El autor

El grafico 3.31, indica la representación de señales donde cada una de ellas ocupa un espacio determinado de texto, aquí se muestra la información en tiempo real, con las siguientes características: Existencia de la variable, alarma desactivada, señal desactivada, señal no actualizada, etc.

El sistema HMI se puede ejecutar desde varias máquinas o en puestos de trabajo basados en Windows-NT/2003/XP, distintas al servidor dentro de una red LAN.

3.4 BASE DE DATOS

En la actualidad la utilización de los datos obtenidos en el campo a través de los sistemas SCADA son muy importantes, sean estos analógicos o discretos, debido a que con esto se puede realizar un análisis para el estudio de las condiciones operativas del sistema de generación. En base a esta herramienta el operador deberá tomar decisiones para mantener las condiciones siempre operativas, para ello el sistema SCADA realiza y adquiere datos mediante interrogaciones maestro/esclavo entre el SCADA y la fuente de datos, transmitiendo una solicitud de interrogación a cada dispositivo. De esta manera surgen bases de datos capaces de interpretar las relaciones más complejas entre los diversos tipos de variables que constituyen en sistema. [10]

3.4.1 Bases de datos relacionales

Se refiere a un conjunto de tablas de datos que contienen espacios o campos que sirven como nexo de unión (relación) y que permiten establecer múltiples combinaciones mediante la utilización de estos nexos, logrando así operar con la arquitectura cliente/servidor, lo cual simplifica la administración de la información y los programas que trabajan con estos. [10]

El sistema SCADA-SHERPA dispone de una Base de Datos denominada de configuración (BDCONF) la misma que está soportada sobre ORACLE, ésta almacena todos los datos que configuran y determinan el comportamiento del Sistema. La BDCONF sirve como soporte para crear la Base de Datos en Tiempo Real (BDTR), que a su vez se divide en dos partes una Estática y otra Dinámica; la primera se refiere a su contenido, que varía únicamente cuando su configuración ha sido modificada y la segunda cuando su contenido varía en forma continua, de acuerdo a los datos que llegan de campo. De acuerdo a esto se almacenan una serie de informaciones sobre la Base de Datos Histórica (BDH), en función de los siguientes componentes: [38]

- **Bases de Datos Cronológica de Alarmas (BDC)**, la misma que contiene información de históricos de alarmas y eventos del sistema
- **Base de Datos de Estadísticas de Comunicaciones**, almacena información empleada para analizar el funcionamiento del sistema referente a las comunicaciones

- **Volcado de BDTR**, se trata de un conjunto de tablas que forman la parte de la Dinámica de la BDTR, la misma que se actualiza periódicamente
- **Base de Datos Históricas Estadísticas**, conformada por un conjunto de tablas que almacenan las características de la BDCONF

Todas estas Bases de Datos están soportadas sobre ORACLE, lo que permite realizar la exportación y posterior recuperación de la información almacenada en la BDH. (Figura 3.32) [38]

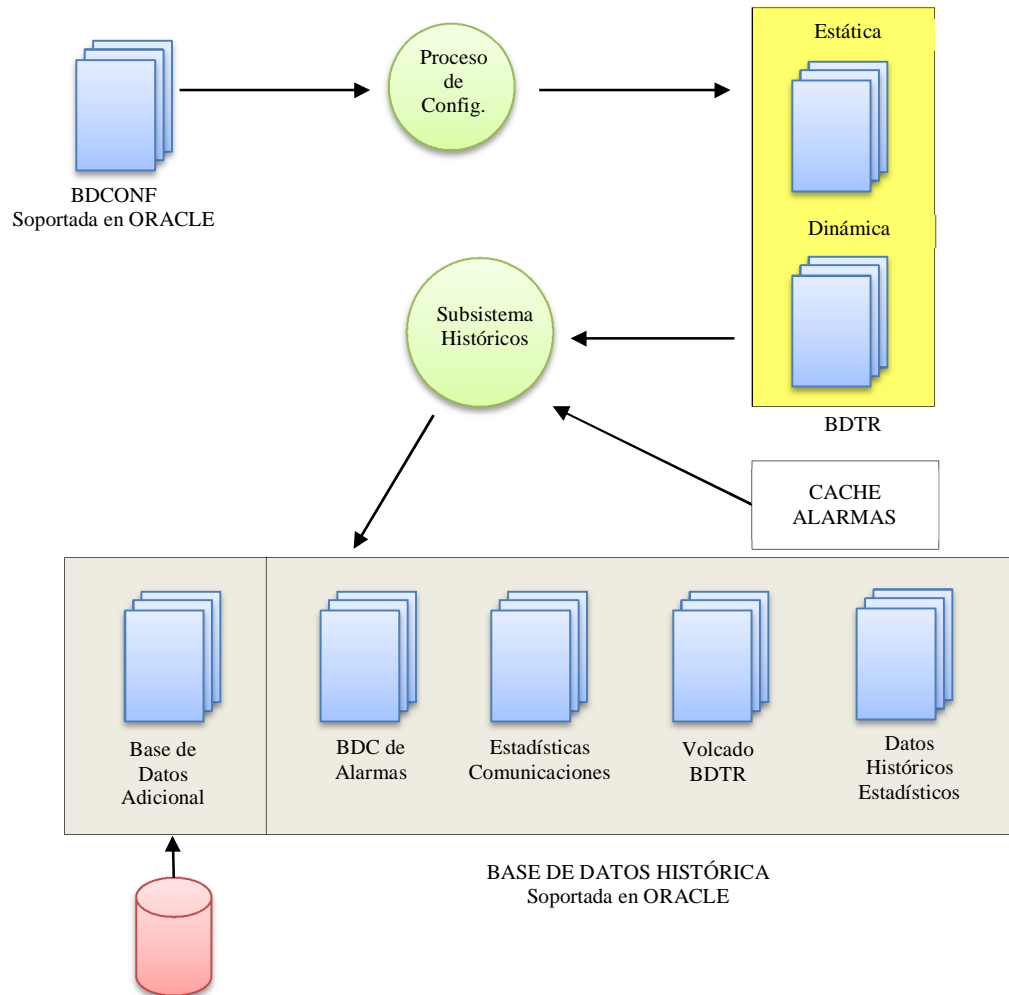


Figura 3.32: Estructura general de las Bases de datos SHERPA
Fuente: SHERPA: Manual de Base de datos de configuración /2011; pág. 10, Quito [38]

Es importante mencionar que la BDCONF está constituida por un almacén de información cuyas herramientas facilitan el acceso para la creación de nuevos elementos. Una de estas herramientas y la más importante es la pantalla tipo formulario, denominada "Forms" que muestra los campos de cada uno de los elementos que pertenecen a una determinada tabla, por lo que habrá tantas pantallas de Forms como tablas en la base de datos. [38]

3.4.2 Estructura de la Información

La BDCONF está constituida por conjuntos de tablas estructuradas en agrupaciones lógicas, orientadas a los diversos conceptos que forman parte del sistema, como son estos: Telecontrol, Comunicaciones, Sistema, Centro, Usuarios, Red primaria, Históricos e Históricos de Acumulación variable, cada una de estos representa un objeto del sistema y permite almacenar información sobre todos los elementos del mismo tipo. Estos elementos de la tabla, llamados registros, identifica una instancia concreta del objeto representado, a su vez cada registro está constituido por una serie de campos que representan los distintos atributos de los objetos. Las tablas que conforman la BDCONF se describe a detalle en el anexo 03. [38]

3.4.3 Estructura de tablas de Telecontrol.

Define el conjunto de tablas básicas relacionadas al Telecontrol, existen dos jerarquías: [38]

- **Jerarquía Física.-** Identifica una señal que se encuentra ubicada en el Centro de control, la misma pertenece a un tarjeta correspondiente a un equipo (RTU) que será explorado desde el sistema a través de una Unidad de Datos.
- **Jerarquía Lógica.-** Basada en las tablas de Señales, Zonas y Áreas: una señal puede pertenecer a una o dos Zonas A o B, la organización de señales en Zonas es particular de cada proyecto y depende básicamente del uso que se pretenda hacer de las Zonas en cuestión.

El conjunto de tablas de telecontrol es el siguiente:

- Áreas
- Equipos
- Formato Digital
- Formato Analógico
- Formato Numérico
- Límite de Alarmas
- Módulos
- Señales
- Zonas

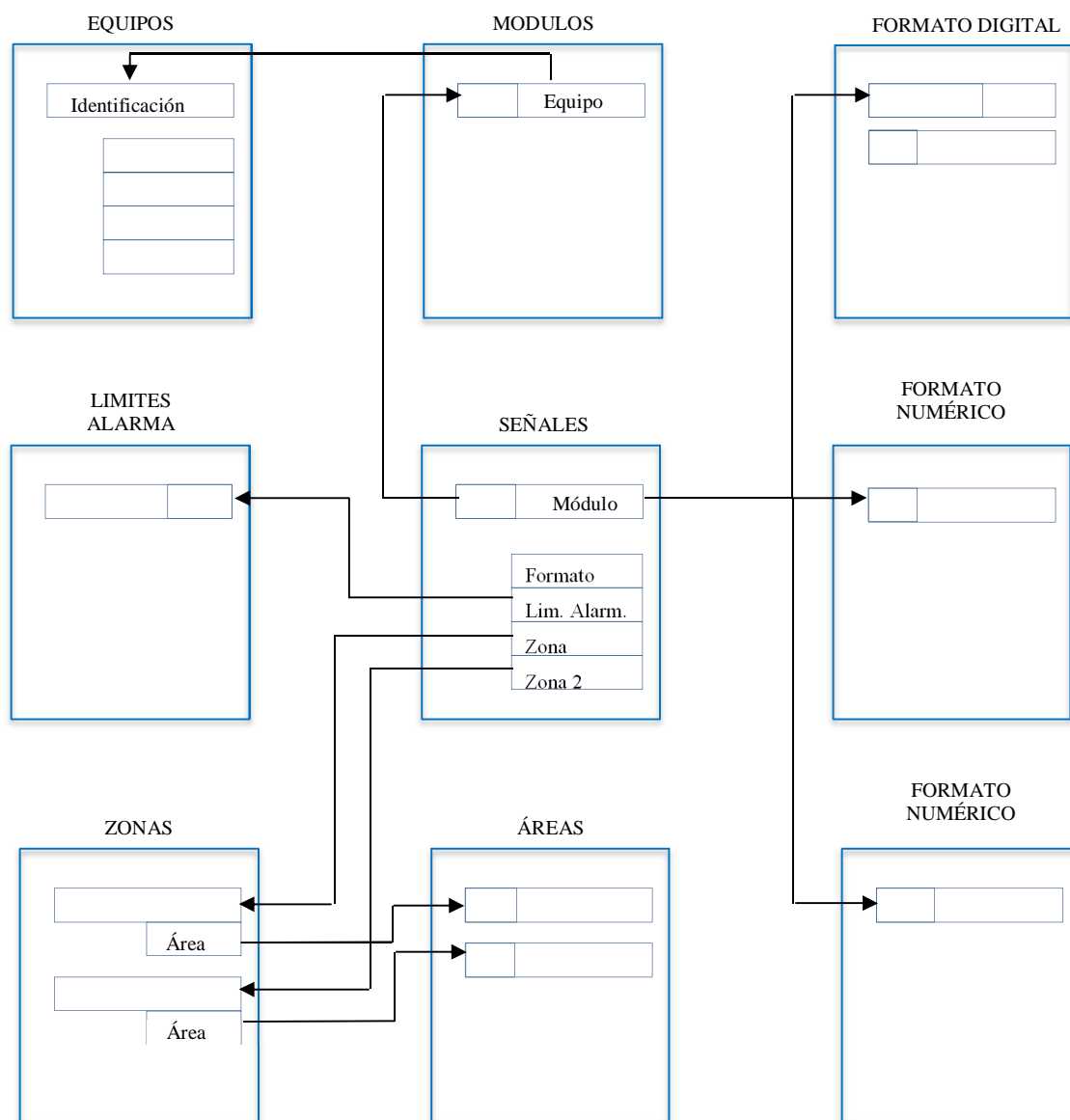


Figura 3.33: Relaciones de Telecontrol

Fuente: SHERPA: Manual de Base de datos de configuración /2011; pág. 10, Quito [38]

3.4.4 Estructura de tablas de Comunicaciones.

En estas tablas se agrupan todas las características de las comunicaciones con los Equipos; desde los datos físicos de cómo y por donde se puede comunicar con los distintos equipos, hasta los métodos de adquisición de los datos de dichos equipos (funciones de exploración, Programación, etc.) [38]

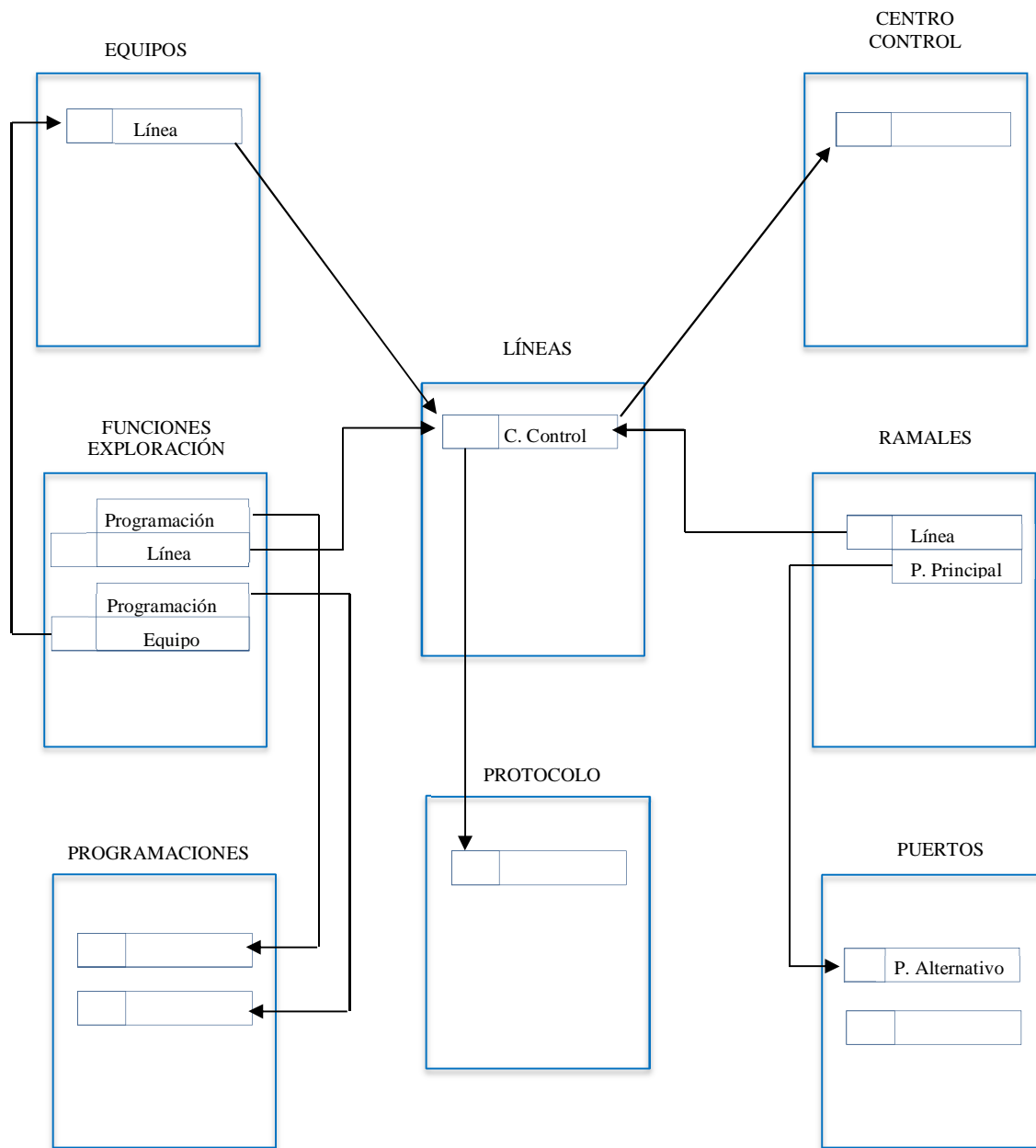


Figura 3.34: Relaciones de Comunicaciones
Fuente: SHERPA: Manual de Base de datos de configuración /2011; pág. 10, Quito [38]

Estas tablas se configuran de acuerdo al subsistema físico de comunicaciones y no es habitual que se modifiquen, salvo ampliaciones o leves modificaciones del subsistema de comunicaciones, de pronto por nuevas frecuencias para nuevas radios, nuevas tendidos de cable o fibra óptica, etc.

3.4.5 Estructura de Tablas de Usuarios.

El SCADA-SHERPA dispone de una política de control de Usuarios, la misma está formada por los privilegios asociados a cada uno de ellos, así como las Áreas de Responsabilidad que son parte del sistema de Telecontrol, sobre las cuales un usuario puede ejercer dichos privilegios. Esta política se fija a través del siguiente conjunto de tablas: [38]

- Áreas de Responsabilidad
- Usuarios
- Usuarios y Áreas de Responsabilidad

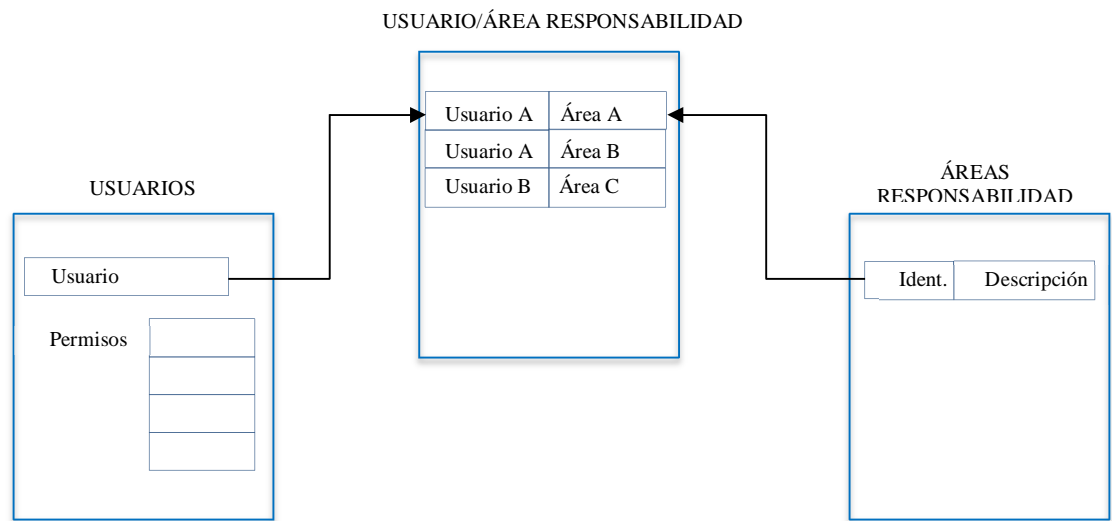


Figura 3.35: Relaciones Usuario/Área Responsabilidad

Fuente: SHERPA: Manual de Base de datos de configuración /2011; pág. 10, Quito [38]

3.4.6 Estructura de Tablas de Definición de Históricos

Una de las funciones importantes de los sistemas de Telecontrol es la de almacenamiento de información para su posterior tratamiento; esta función es realizada por el Subsistema de Históricos; el tipo de información histórica que se debe almacenar de forma periódica así como el modo de organizarla se define a través del subconjunto de Tablas Históricas, la misma que está conformado por las siguientes tablas: [38]

- Destino
- Estadísticas
- Formatos Históricos
- Grupos Históricos
- Históricos
- Recuperador Históricos

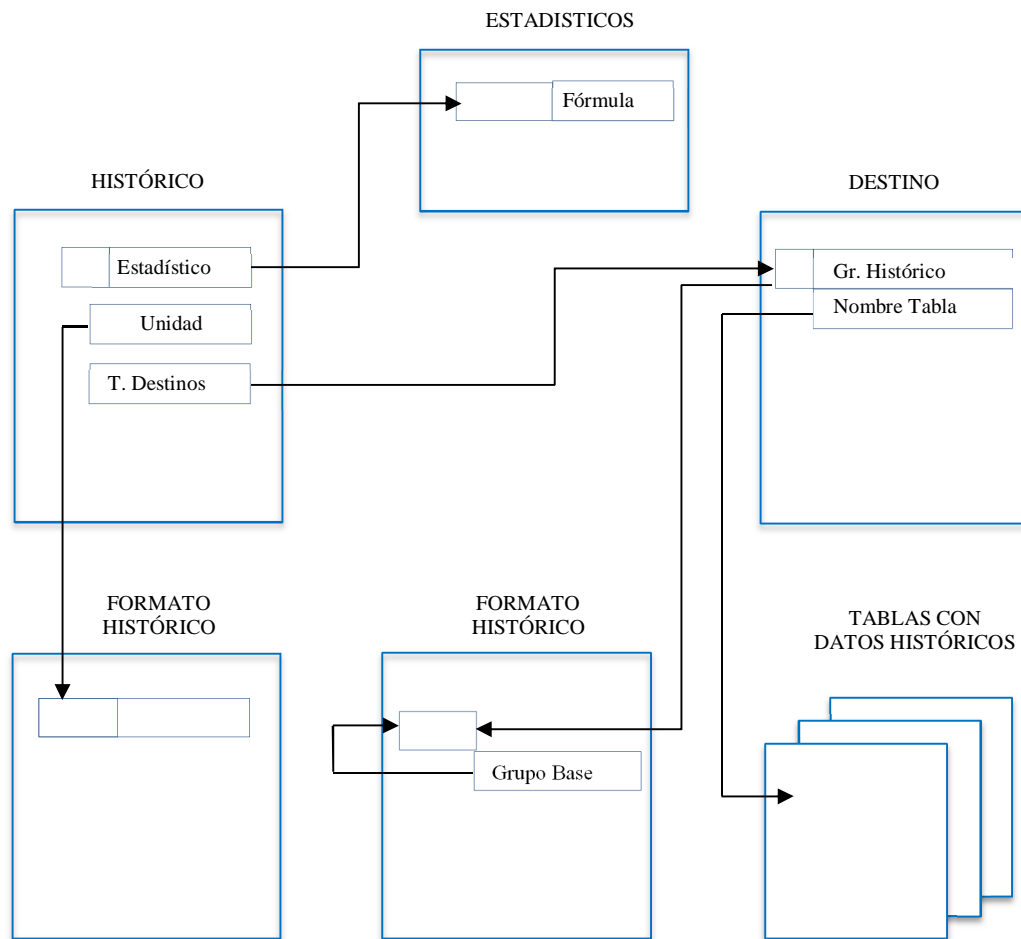


Figura 3.36: Relaciones de Históricos

Fuente: SHERPA: Manual de Base de datos de configuración /2011; pág. 10, Quito [38]

3.4.7 Reportes web, Excel y PDF

Como se explicó anteriormente la Base de Datos está constituida por un gran número de tablas. Cada tabla representa un objeto del sistema y permite almacenar información sobre todo los elementos del mismo tipo [34]. Dentro de la configuración, se puede definir que una vez que el registro de alarmas esté lleno, se guarde una copia en un archivo que no se borre quedando a la disposición del usuario si se requiera esa información. [10]

Al menos dentro del área operativa en lo que refiere generación hidroeléctrica, es muy importante el registro de datos y alarmas con la capacidad de generar información referente a la planta, de manera que este sistema SCADA, además de servir en la supervisión en tiempo real de la central Cumbaya, almacena datos históricos, para lo cual utiliza una estructura estándar en ORACLE con interfaz SQL server (Structured Query Language) como método estándar de acceso, porque es capaz de procesar más de 10.000 medidas por segundo. Con

esta herramienta SQL es posible extraer archivos, registros del sistema, clasificar o valorar datos. También se puede consultar a la información histórica por ejemplo si se requiere que los usuarios finales de la red corporativa puedan acceder interactivamente a esa información estos lo puedan hacer sin necesidad de tener conocimientos especiales de programación ni del sistema SCADA, y para su acceso utilizarán programas tipo EXCEL, ACCESS, generando reportes de forma horaria, por turno, diarios, mensuales, trimestrales y anuales, o de acuerdo a la necesidad del Centro de Control. El anexo 04 se refiere al reporte generado en el mes de diciembre de 2014.

Fecha	Hora	Área	Zona	Objeto	Descripción
08/01/15	15:17:05.742 S	CUMBAYA#29	CUZ9 ALIM 23 kV	SECC 189-E1, TIERRA	Señal activado, Operador: sgr_tps
08/01/15	15:16:53.862 S	CUMBAYA#29	CUZ9 ALIM 23 kV	SECC 189-E1, TIERRA	Señal desactivado, Operador: sgr_tps
07/01/15	15:31:26.476 S	CUMBAYA#29	CUZ9 SECC BARRA 23 kV	SECC 189-ED	Borrada alarma, Usuario: sgr_tms
07/01/15	15:31:29.465 S	CUMBAYA#29	CUZ9 SECC BARRA 23 kV	TAP, FALLA COMUNI TAP	Borrada alarma, Usuario: sgr_tms
07/01/15	15:31:15.113 S	CUMBAYA#29	CUZ9 SECC BARRA 23 kV	TAP, FALLA COMUNI TAP	ALARMA
07/01/15	15:31:18.375 S	CUMBAYA#29	CUZ9 LINEA_1 46 kV	IED, CONTROLADOR LOCALREMOTO	Borrada alarma, Usuario: sgr_tms
07/01/15	15:31:17.432 S	CUMBAYA#29	CUZ9 SECC BARRA 23 kV	DIY 152-B	LOCAL
07/01/15	15:31:17.555 S	CUMBAYA#29	CUZ9 SECC BARRA 23 kV	SECC 189-ED	ABIERTO
07/01/15	15:31:15.715 S	CUMBAYA#29	CUZ9 SECC BARRA 23 kV	DIY 152-AUX, LOCALREMOTO	REMOTO
07/01/15	15:31:15.715 S	CUMBAYA#29	CUZ9 SECC BARRA 23 kV	SECC 189-EAUX, TIERRA	ABIERTO
07/01/15	15:31:14.459 S	CUMBAYA#29	CUZ9 PRIMARIO D 23 kV	DIY 152-D, LOCALREMOTO	REMOTO
07/01/15	15:31:14.157 S	CUMBAYA#29	CUZ9 PRIMARIO D 23 kV	SECC 189-ED, TIERRA	ABIERTO
07/01/15	15:31:11.879 S	CUMBAYA#29	CUZ9 PRIMARIO C 23 kV	DIY 152-C, LOCALREMOTO	REMOTO
07/01/15	15:31:11.879 S	CUMBAYA#29	CUZ9 PRIMARIO C 23 kV	SECC 189-ED, TIERRA	ABIERTO
07/01/15	15:31:08.711 S	CUMBAYA#29	CUZ9 PRIMARIO B 23 kV	DIY 152-B, LOCALREMOTO	REMOTO
07/01/15	15:31:08.711 S	CUMBAYA#29	CUZ9 PRIMARIO B 23 kV	SECC 189-EB, TIERRA	ABIERTO
07/01/15	15:30:59.824 S	CUMBAYA#29	CUZ9 PRIMARIO A 23 kV	DIY 152-A, LOCALREMOTO	REMOTO
07/01/15	15:30:59.824 S	CUMBAYA#29	CUZ9 PRIMARIO A 23 kV	SECC 189-EA, TIERRA	ABIERTO
07/01/15	15:30:56.193 S	CUMBAYA#29	CUZ9 ALIM 23 kV	DIY 152-1, LOCALREMOTO	REMOTO
07/01/15	15:30:56.187 S	CUMBAYA#29	CUZ9 ALIM 23 kV	SECC 189-E1, TIERRA	ABIERTO
07/01/15	15:30:52.819 S	CUMBAYA#29	CUZ9 LINEA_1 46 kV	DIY 152-1, LOCALREMOTO	REMOTO
07/01/15	15:30:52.819 S	CUMBAYA#29	CUZ9 LINEA_1 46 kV	SECC 189-E1, LOCALREMOTO	REMOTO
07/01/15	15:30:52.812 S	CUMBAYA#29	CUZ9 LINEA_1 46 kV	IED, CONTROLADOR LOCALREMOTO	REMOTO
07/01/15	07:50:09.988 S	CUMBAYA#29	CUZ9 ALIM 23 kV	SECC 189-E1, TIERRA	Señal activado, Operador: sgr_tps
07/01/15	07:50:05.742 S	CUMBAYA#29	CUZ9 ALIM 23 kV	SECC 189-E1, TIERRA	Señal desactivado, Operador: sgr_tps
08/01/15	18:33:17.735 R	CUMBAYA#29	CUZ9 PRIMARIO B 23 kV	DIY 152-B, ARRANQUE 51C	NORMAL
08/01/15	18:33:17.735 R	CUMBAYA#29	CUZ9 PRIMARIO B 23 kV	DIY 152-B, ARRANQUE 51B	NORMAL
08/01/15	18:33:17.719 R	CUMBAYA#29	CUZ9 PRIMARIO B 23 kV	DIY 152-B, ARRANQUE 51C	ALARMA
08/01/15	18:33:17.719 R	CUMBAYA#29	CUZ9 PRIMARIO B 23 kV	DIY 152-B, ARRANQUE 51B	ALARMA
05/01/15	15:32:53.358 R	CUMBAYA#29	CUZ9 PRIMARIO B 23 kV	DIY 152-B, ARRANQUE 51N	NORMAL
05/01/15	15:32:53.348 R	CUMBAYA#29	CUZ9 ALIM 23 kV	DIY 152-1, ARRANQUE 51N	NORMAL
05/01/15	15:32:53.340 R	CUMBAYA#29	CUZ9 ALIM 23 kV	DIY 152-1, ARRANQUE 51B	NORMAL
05/01/15	15:32:53.340 R	CUMBAYA#29	CUZ9 PRIMARIO B 23 kV	DIY 152-B, ARRANQUE 51N	ALARMA
05/01/15	15:32:53.340 R	CUMBAYA#29	CUZ9 ALIM 23 kV	DIY 152-1, ARRANQUE 51N	ALARMA
05/01/15	15:32:53.340 R	CUMBAYA#29	CUZ9 ALIM 23 kV	DIY 152-1, ARRANQUE 51B	ALARMA
05/01/15	15:32:58.738 R	CUMBAYA#29	CUZ9 ALIM 23 kV	SECC 189-E1, TIERRA	Señal activado, Operador: sgr_tps
05/01/15	15:32:51.712 S	CUMBAYA#29	CUZ9 ALIM 23 kV	SECC 189-E1, TIERRA	Señal desactivado, Operador: sgr_tps

Figura 3.37: Cronológico de alarmas

Fuente: El autor

CAPÍTULO IV

IV. ESTUDIO DE COSTOS

El análisis económico de un proyecto es importante, porque se enfoca básicamente en la situación y el comportamiento financiero existente, de esta manera se puede definir la factibilidad del mismo; es decir, en base a esta información se toma las decisiones de invertir en un proyecto y consecuentemente el desembolso de recursos económicos destinados a la compra de equipos y productos tecnológicos, que a la final deben representar avances progresivos y mejora en el nivel de eficiencia en la operación y funcionamiento de las centrales de generación de la EEQ. Por tanto este tipo de decisiones recae en la evaluación económica. El siguiente gráfico distingue tres niveles de estudio para la evaluación de un proyecto, empieza con una idea y cada una de las tres etapas, es una profundización de la idea inicial. Al final del proceso es la cristalización de la idea y la implementación física del proyecto. [39]

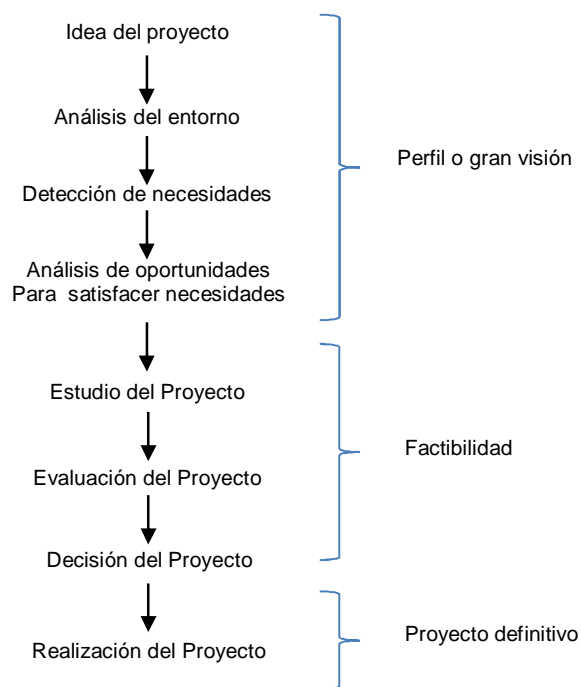


Figura 4.1: Proceso de evaluación de proyectos

Fuente: Evaluación de Proyectos/Baca, Gabriel/1995/pag.6 [39]

4.1 Protocolo de pruebas para la validación de la interoperabilidad

La interoperabilidad entre la Central Hidráulica Cumbaya con el Centro de Control, debe validarse por los parámetros de operación de la planta, es decir, de acuerdo a un formato diseñado sobre la base de otro, utilizado para las pruebas en subestaciones, donde consta básicamente el estado de disyuntores, seccionadores, paradas normales y de emergencia, referentes a los generadores, así como los valores analógicos de cada unidad. Para ello se coordinó con la Unidad de Automatización de la EEQ, por cuanto las políticas y reglamentos del CENACE no permiten que se abra arbitrariamente seccionadores de línea en las centrales de Generación. Por esta razón y en una sola unidad se debió forzar ciertas señales en el sitio, para inmediatamente comprobar su comunicación en el Centro de Control.

El documento denominado “protocolo de pruebas” es una guía o lista que sirve para la revisión de las labores ejecutadas, que son básicamente de comunicación, donde se comprueba la funcionalidad operativa y así se confirma el correcto funcionamiento de los equipos. (Este documento se muestra en el anexo 05)

4.2 Estudio para proyección a futuro

La Ley del Régimen del Sector Eléctrico, establece que el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) está administrado por el CENACE, por lo que todo el hardware, software, elementos de medición, control y protección, con los que consta un sistema SCADA, deben cumplir con los requerimientos establecidos en la Regulación CONELEC-005/08. Debido a esto, se requiere centralizar la supervisión y control de las unidades generadoras en un solo lugar denominado Centro de Control de Generación (CCG), el mismo que permite modernizar los procesos técnicos y administrativos de la generación.

4.2.1 Situación actual

Como se describió en el capítulo II, la Empresa Eléctrica Quito cuenta con seis centrales de generación, cinco centrales hidroeléctricas y una central termoeléctrica, las mismas que en los últimos años han pasado por procesos de modernización en cada una de sus instalaciones. Sin embargo, con toda esta incorporación tecnológica, estas centrales de generación se encuentran distribuidas y funcionan como islas automatizadas e independientes dentro de una red de generación.

A continuación se presenta un cuadro descriptivo de las comunicaciones en las centrales, Centro de Control y CENACE.

Tabla 4.1: Cuadro descriptivo de comunicaciones en cada central

CENTRAL	POTENCIA INSTALADA (Mw)	SCADA LOCAL	COMUNICACIÓN	
			CCG	CENACE
CUMBAYA	40	X	X	X
NAYON	30	X		X
GUANGOPOLO	12,8	X		X
PASOCHOA	4,6	X		
LOS CHILLOS	1,8			
TERMICA	30	X		X

Fuente: Dpto. Proyecto SCADA EEQ

4.2.2 Descripción general del Centro de Control de Generación (CCG)

El principal objetivo de un CCG es mantener la generación en óptimas condiciones, durante las 24 horas de operación. Para cumplir con esta meta se requiere de una supervisión constante del sistema, para aquello está en primer lugar, el utilizar herramientas computacionales que permita monitorear en tiempo real la operación del mismo, lo que implica adquirir datos desde las fuentes generadoras; esta información puede ser analógica (voltaje, potencia activa reactiva, niveles de agua en reservorios, etc.) como binaria (estado de disyuntores de máquina, seccionadores de línea, paradas de emergencia, etc.), por lo tanto, las centrales de generación deben estar equipadas con RTU's conectadas a una red LAN, las mismas que se encargan de recopilar las variables necesarias, ubicarlas en un concentrador de datos SCADA y luego enviarlas al CCG. Este conjunto de datos permiten al operador del CCG definir contingencias de carácter operativo, orientado a garantizar la operación normal del sistema, como a reducir tiempos de arranque y paro de las unidades, o por ejemplo al momento que ocurra eventos inesperados y esto involucre la salida intempestiva de uno o varios generadores.

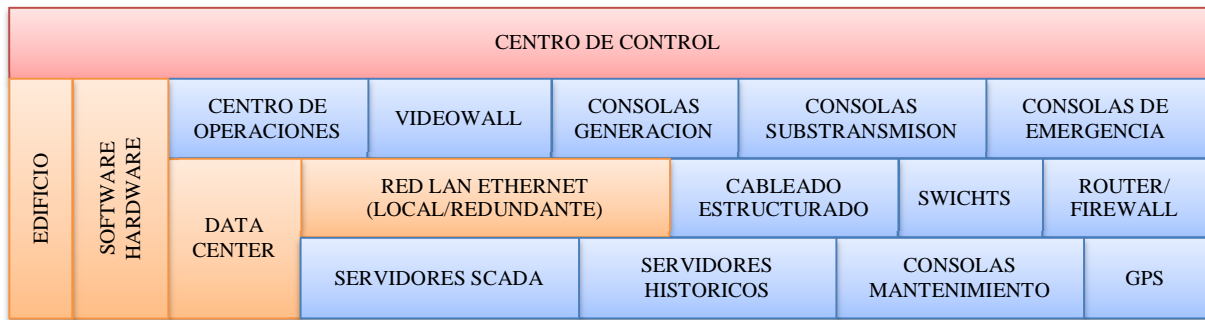


Figura 4.2: Integración de las centrales al Centro de Control

Fuente: Sistema SCADA de la Empresa Eléctrica Quito/ Cadena, Ángelo /2011/pág.21 [21]

El CCG podría ubicarse en el edificio SCADA propiedad de la EEQ, el mismo que se encuentra en las calles Japón y Naciones Unidas, norte de Quito; con el fin de aprovechar el sistema informático SCADA-SHERPA, el mismo que está disponible y puede ser adaptado a las necesidades del CCG, tomando en cuenta que a futuro habrá nuevos proyectos de generación eléctrica, conforme a los planes de expansión que disponga la Empresa Eléctrica Quito, lo que determinará obtener la estimación del despacho económico de la generación hidroeléctrica, termoeléctrica y renovable. El anexo 06 detalla las características de los concentradores de datos (Gateway) los cuales deben adquirirse al menos cuatro para cada una de las centrales, además de incluir todo el Software necesario para la operación, configuración, gestión, protocolos, etc.

4.2.3 Consolas de Operación

Denominadas también estaciones de Operación, donde el sistema se comunicará con los PLC's de cada Central mediante la red LAN. Estas consolas de Operación deben ser estaciones gráficas, cada una de ellas debe disponer de un monitor plano LCD tipo industrial de al menos 21". Los computadores de las consolas deben ser de última generación, además de ser escalables de acuerdo a los nuevos avances tecnológicos que estén disponibles en el mercado, lo que implica un diseño modular permitiendo modificar el nivel de memoria y comunicación. Cada consola estará equipada con alarmas audibles, las cuales se usarán de acuerdo a la clase de evento. Las pantallas que serán mostradas de acuerdo al propósito del CCG serán:

- Menú principal de los gráficos y acceso
- Despliegue general del sistema
- Despliegue de los sistemas de captación, reservorios y tanques de carga
- Despliegue de los sistemas de potencia en cada central

- Despliegue de alarmas
- Despliegue de tendencias
- Despliegue de reportes y eventos.

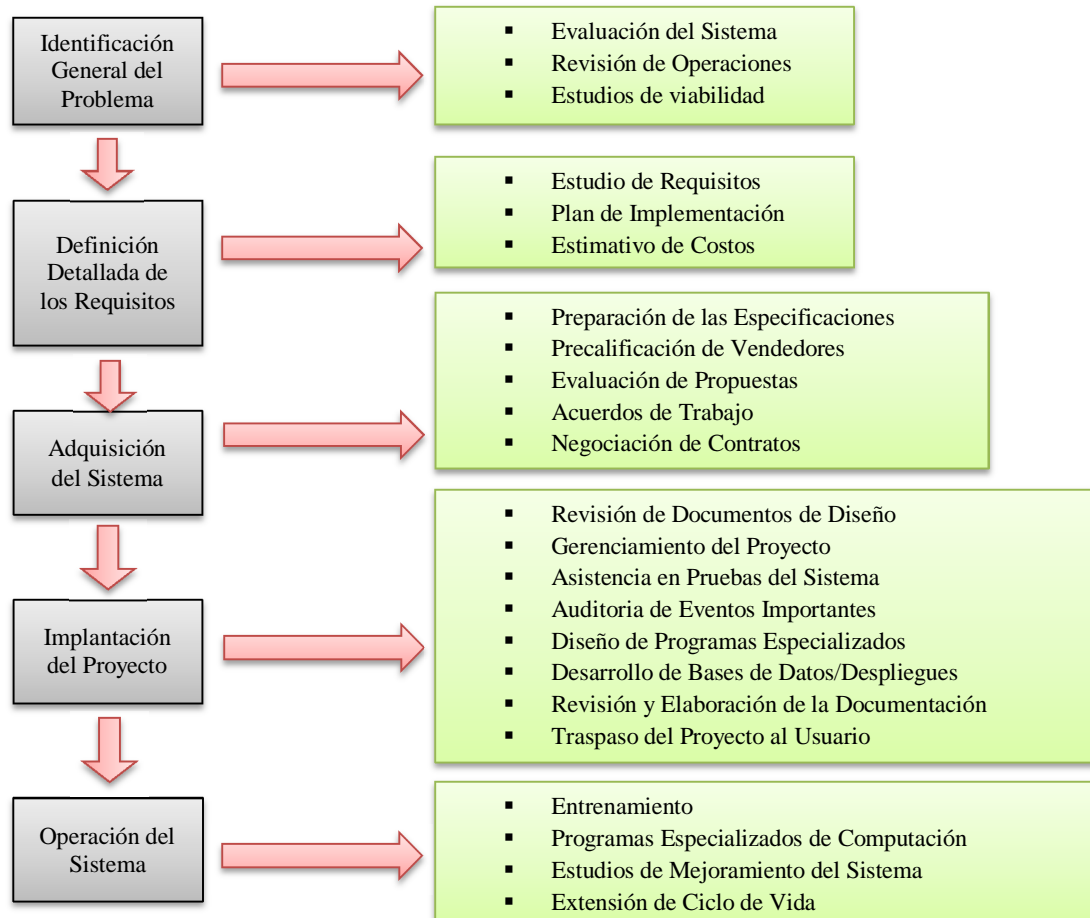


Figura 4.3: Actividades Típicas de un Proyecto SCADA [40]

Fuente: Implementación de un proyecto SCADA/EMS/Céspedes, Renato /2010/pág.7 [40]

4.2.4 Interfaz Hombre-Máquina (HMI)

El HMI comprende todo el equipamiento que incluye, sistemas operativos, programas y equipos necesarios para mantener un diálogo interactivo, entre el operador del CCG y el sistema SCADA de cada central eléctrica. El sistema operativo será bajo el ambiente Windows y características de una interfaz gráfica amigable no sólo para la visualización de información, sino también en aquellos casos en los que el operador del CCG deba ingresada manualmente las consignas o comandos.

Los datos presentados en pantalla, deberán visualizarse en forma simultanea mediante varias ventanas, pudiendo estar las mismas, adyacentes o superpuestas; además de reflejar lo que

está ocurriendo en realidad en cada grupo generador, con la claridad suficiente como para que el operador no tenga posibilidad de interpretar erróneamente cualquier situación.

Se podrá restringir el acceso a datos y al control de cada central de acuerdo al tipo de consola de trabajo conectada a la red de procesos, así como los permisos asignados a cada HMI de cada usuario, para la supervisión, reconocimiento de alarmas o ejecución de entradas manuales sobre cada área..

4.3 Análisis Relación Costo-Beneficio

El objetivo de este análisis, está encaminado a determinar que el proyecto sea ejecutado en el tiempo y en la forma que produzca la razón más alta de beneficio con respecto al costo, de manera que se obtenga los mayores rendimientos económicos. [41] De acuerdo a esto, se obtendrá dos flujos de caja, donde cada uno represente diferentes escenarios es decir, un antes y un después, y de esta manera determinar la relación entre el valor presente respecto a la inversión realizada.

4.3.1 Condiciones de eficiencia operativa

En los sistemas y subsistemas de Operación de las Centrales de Generación se deben tomar en cuenta las siguientes condiciones de eficiencia:

4.3.1.1 Operación de centrales de Generación Térmica

- Consumo de Combustibles: Mediante la medición de la cantidad de Megavatios generados frente al número de galones de combustible utilizados para obtener esa cantidad de energía.
- Operación: Mediante la medición de la producción entregada por una unidad frente al número de horas trabajadas por esa unidad.
- Mantenimiento: Número de horas de indisponibilidad de las unidades, provocadas por la falta de mantenimiento operativo.

4.3.1.2 Operación de Centrales de Generación Hidráulica

- Consumo de agua ingresada a canales y reservorios: Mediante la medición de la cantidad de Megavatios generados frente al número de metros cúbicos de agua ingresados para la producción de energía.
- Operación: Mediante la medición de la producción entregada por una unidad, frente al número de horas trabajadas por la unidad.

- Mantenimiento: Número de horas de indisponibilidad de las unidades, provocadas por la falta de mantenimiento operativo.

4.3.1.3 Funciones de operación por parte del personal de la planta

El control operativo de la central Cumbayá incorpora a cuatro grupos de operación, que en total corresponde a nueve personas, entre Operadores, Ayudantes y Auxiliares. Con la implementación y operación del proyecto, estaríamos en la posibilidad de retirar a cinco personas del grupo de operación, las mismas que pasarían a formar parte de los grupos de mantenimiento de centrales, laborando en horario normal de lunes a viernes. (El anexo 07 muestra los formatos utilizados actualmente)

4.3.2 Costos

Se refiere a los gastos económicos (valor monetario) que han sido destinados como inversión para la compra de equipos, básicamente Hardware, Software, Comunicaciones, Mantenimiento, etc. (el Anexo 08 detalla las carteristas de los equipos) con el fin de llegar a cumplir con el objetivo.

Para este análisis se determina el valor presente de los flujos de efectivo (gastos de inversión) del proyecto, de acuerdo a una tasa de descuento acorde al rendimiento mínimo esperado. Esta tasa representa el valor mínimo de rentabilidad que exige el proyecto, según su riesgo para que su retorno esperado cubra completamente la inversión realizada. Para nuestro caso se ha aplicado un tiempo de vida útil de cinco años con una tasa de descuento anual o tasa de oportunidad del 10,21% anual, dicho valor se ha tomado de las publicaciones que realiza el Banco Central del Ecuador en su página web.

La tabla 4.2 expresa el primer escenario, el flujo operativo anual, que incluye a nueve personas como personal de operación, el mismo que asciende a un valor de USD 895.900,5 dólares. La proyección se ha realizado para seis años, pero por tratarse de una planta generadora, se espera que el proyecto dure mucho más, por tal razón se utiliza una perpetuidad de representa el valor de infinitos del flujo operativo. Esta perpetuidad asume que la cuenta de resultados y balances serán exactamente los mismos a partir del año sexto.

Tabla 4.2: Resultado del análisis económico antes del proyecto

ANTES DEL PROYECTO						
	AÑOS					
PERSONAL OPERATIVO	0	1	2	3	4	5
OPERADOR 1		30.578,5	30.578,5	30.578,5	30.578,5	30.578,5
OPERADOR 5		41.773,7	41.773,7	41.773,7	41.773,7	41.773,7
OPERADOR 1		34.465,0	34.465,0	34.465,0	34.465,0	34.465,0
OPERADOR 2		23.777,5	23.777,5	23.777,5	23.777,5	23.777,5
AYUDANTE OP 2		23.109,7	23.109,7	23.109,7	23.109,7	23.109,7
AYUDANTE OP 1		10.383,0	10.383,0	10.383,0	10.383,0	10.383,0
AYUDANTE OP 1		27.847,8	27.847,8	27.847,8	27.847,8	27.847,8
AYUDANTE OP 2		24.418,3	24.418,3	24.418,3	24.418,3	24.418,3
AUXILIAR OP 1		21.252,0	21.252,0	21.252,0	21.252,0	21.252,0
Personal operativo		237.605,5	237.605,5	237.605,5	237.605,5	237.605,5
Valor presente neto	895.900,5					
Tasa de descuento	0,1021					

La tabla 4.3 muestra el segundo escenario, el flujo operativo anual, que incluye únicamente a cuatro operadores quienes estarán al frente de la planta; este flujo equivale a un valor presente neto de USD 843.786,1 dólares.

Ahora si restamos el valor actual neto, calculado antes del proyecto, con el valor actual neto después del proyecto, se consigue un ahorro anual de USD 52.114,39 dólares.

Tabla 4.3: Resultado del análisis económico después del proyecto

DESPUES DEL PROYECTO						
	AÑOS					
PERSONAL OPERATIVO	0,0	1,0	2,0	3,0	4,0	5,0
OPERADOR 1		30.578,5	30.578,5	30.578,5	30.578,5	30.578,5
OPERADOR 5		41.773,7	41.773,7	41.773,7	41.773,7	41.773,7
OPERADOR 1		34.465,0	34.465,0	34.465,0	34.465,0	34.465,0
OPERADOR 2		23.777,5	23.777,5	23.777,5	23.777,5	23.777,5
Equipos						
Hardware :	325.113,9					
Software :	26.260,1					
Total :	351.374,0					
Personal operativo		130.594,7	130.594,7	130.594,7	130.594,7	130.594,7
Valor presente neto	843.786,1					
tasa de descuento	0,1021					
Ahorro USD	52.114,39					

La tabla 4.4 muestra el resultado de los flujos de efectivo que determinan el periodo de tiempo para la recuperación de la inversión inicial, desde el primer año de operación del proyecto.

Tabla 4.4: Análisis para recuperación de la inversión

	Años					
	0	1	2	3	4	5
Flujo actual	0,00	237.605,52	237.605,52	237.605,52	237.605,52	2.564.789,85
Flujo desp. optimiza	351.373,97	130.594,68	130.594,68	130.594,68	130.594,68	1.409.680,67
Flujo restados	-351.373,97	107.010,84	107.010,84	107.010,84	107.010,84	1.155.109,17
	1,00	0,91	0,82	0,75	0,68	0,62
Valor presente	(351.374)	97.097	88.102	79.940	72.534	710.425
Valor presente acum.	(351.374)	(254.277)	(166.175)	(86.235)	(13.700)	696.724

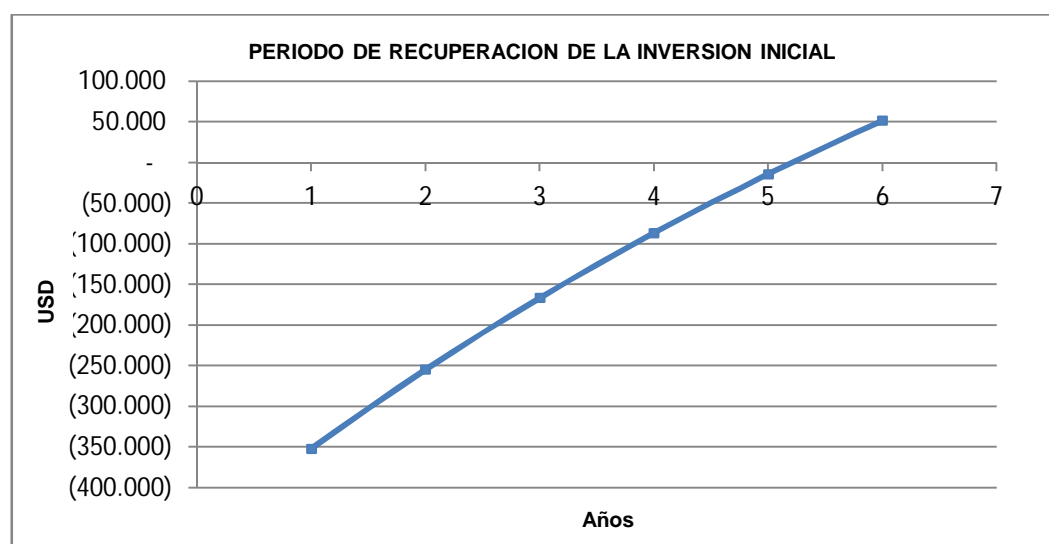


Figura 4.4: Periodo de recuperación de la inversión inicial

Fuente: El autor

La inversión inicial de USD 351.374 dólares, será recuperada en cinco años, desde la operación del proyecto, siempre y cuando se tome las acciones correspondientes sobre el personal operativo.

CONCLUSIONES

- La red de comunicaciones constituye una vía de enlace entre los distintos niveles de control y supervisión de un sistema, siendo esta una parte principal y fundamental dentro del sistema de monitoreo. Conjugando esto y con la utilización de diferentes estándares y herramientas computacionales, se implementó la interoperabilidad entre la central Cumbaya y el Centro de control, permitiendo ordenar las actividades exclusivas a la Generación, separándolas del sistema de Transmisión y Distribución, que actualmente se la viene realizando.
- Se debe destacar que el SCADA-SHERPA de Eliop, constituye un verdadero software orientado a la ejecución de aplicaciones en tiempo real, permitiendo generar una base de datos, modificación de despliegues, creación de reportes y servicio de monitoreo vía Web, logrando de esta manera, cumplir con los requerimientos de ley establecidos por el ente regulador, suministrando la información de forma continua y oportuna, consiguiendo una operación más segura y eficiente.
- La normativa vigente (CONELEC-05/08) de acuerdo a la ley del régimen del Sector Eléctrico, indica que en tiempo real y para cada grupo generador, se debe monitorear los parámetros de, potencia activa (Mw), potencia reactiva (Mvar), voltaje de generación (Kv), nivel de agua en el embalse (mts), estado de cada disyuntor de generador (52)(open/close), estado de cada seccionador de línea (open/close) y el estado de los disparo por falla en el generador.
- En base al estudio técnico realizado en campo, la central Cumbaya dispone de una Red LAN, cuya arquitectura se basa en un sistema distribuido de cinco PLC's, los mismos que reciben la información del funcionamiento de cada grupo generador, a través de una red Ethernet TCP/IP. Por tanto, para la ejecución del proyecto y por razones de eficiencia, se consideró únicamente al PLC que controla los parámetros de los sistemas auxiliares de la planta. Este dispositivo es quien recibe la interrogación del maestro, ubicado en el Centro de Control, quien a su vez contesta, enviando la información necesaria en tiempo real.
- Considerando que el sistema Eléctrico Quito (SEQ) es un sistema dinámico e integral, con la supervisión y adquisición de datos en tiempo real, en las centrales generación, se puede

determinar los niveles de eficiencia, mediante la medición del caudal de agua en metros cúbicos, la misma que ingresa a los canales y reservorios, frente a la cantidad de Megavatios generados así mismo en térmicas, el consumo del combustibles en galones, frente a la cantidad de Megavatios generados.

- Toda la información producida en la central, referente a los grupos de generación son almacenados en la base de datos soportada en Oracle, la misma que está compuesta por los siguientes elementos: Base de Datos de configuración, base de Datos de tiempo real, base de Datos de alarmas y base de Datos de datos Históricos. Esta información de carácter histórica, permite el análisis de la red eléctrica y de generación, con la elaboración de reportes a nivel interno, es decir corporativo y nivel externo como lo es ente regulador, Cenace.
- El sistema SCADA del CCG tiene su gestión sobre los aspectos del Sistema hidráulico y sistema electromecánico, el primero incluye todo lo relacionado los niveles, caudales y estado de compuertas en captaciones y el segundo se refiere al control y supervisión de los elementos que conforman el grupo turbina-generator-transformador.
- El objetivo del análisis económico es obtener cifras monetarias que determine la justificación del proyecto, de esta manera, partiendo desde el año cero, se realiza una inversión inicial de USD. 351.374,0 dólares, básicamente para la adquisición de equipos de comunicación y computacionales, hardware, software, licencias, etc. los mismos que sirven para la implementación del proyecto. Si consideramos que a partir la ejecución, se cuenta con la mitad del personal de operación, se consigue un beneficio anual de USD 52.114,39 dólares al año.
- Este ahorro generado en referencia a gastos operativos, pasa automáticamente a formar parte del presupuesto general de la EEQ, el mismo que maneja entre algunos gastos, el plan de capacitación anual. De esta forma se incluirá eventos de capacitación técnica a los cuatro operadores que estarían al frente en la operación de la Central Cumbaya.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda aprovechar el estado óptimo de los sistemas de control que actualmente disponen las centrales de generación automatizadas, pues estos ofrecen confiabilidad, seguridad y exactitud en el control de la generación hidroeléctrica, lo que garantiza desde el punto de vista del CCG, una buena supervisión del proceso.
- Los equipos como son los concentradores de datos (Gateway), debe tener la capacidad de enviar al SCADA en Tiempo Real, la secuencia cronológica de eventos, registrados con una resolución de hasta un (1) milisegundo, entendiéndose como evento cualquier cambio en el estado de interruptores de generador (52), disparos por falla, mediciones analógicas. Por cada evento que se registre se debe enviar la fecha y hora con resolución de un (1) milisegundo, la identificación del elemento que cambió de estado y el estado final del dispositivo.
- Si bien es cierto, la central Cumbaya es totalmente automatizada, ésta no dispone de una base de datos que respalde la información que se genera ahí, por cuanto se requiere de un servidor exclusivo para el almacenamiento los históricos.
- Para cumplir con las actividades que deben desarrollarse en el CCG, se recomienda que el recurso humano, debe tener conocimientos sólidos en la operación de las centrales de generación, además de experiencia en planificación y manejo de datos.
- A futuro se debe realizar una configuración del mando a distancia desde el CCG a las centrales de Generación, de manera que se logre comandar con un control LOCAL-REMOTO, habilitando el inicio de las secuencias: Arranque, Paralelo, Carga y Paro

REFERENCIAS

- [1] G. Enríquez Harper, Fundamentos de Sistemas de Energía, Primera ed., México D.F: LIMUSA, 1985, pp. 21-131.
- [2] Instituto Argentino de la Energía, [En línea]. Available: <http://www.iae.org.ar/archivos/educ6.pdf>. [Último acceso: Abril 2012].
- [3] J. Ramírez Vázquez, Centrales Eléctricas, Octava ed., Barcelona: Ediciones CEAC, 1996.
- [4] S. Jaramillo, «Operación de Centrales Hidráulicas,» Cumbaya, 2007.
- [5] B. Santos, «Centrales Hidroeléctricas,» de *Clases de 10mo. Nivel, Universidad Politécnica Salesiana (UPS), Escuela de Eléctrica*, Quito, 2011.
- [6] J. Ramírez Vázquez, Máquinas Motrices, Octava ed., Barcelona: Ediciones CEAC, 1996.
- [7] Zona Ingeniería, [En línea]. Available: <http://www.entradas.zonaingenieria.com/2009/05/turbinas-pelton.html>. [Último acceso: Mayo 2012].
- [8] GEC-Alsthom, «Turbinas Francis,» 1996.
- [9] H. Mileaff, Curso práctico de Electricidad volumen 3, C.V. México: LIMUSA S.A., 1991.
- [10] A. Rodríguez Penín, Sistemas SCADA guía práctica, Barcelona España: Marcombo, S.A., 2007.
- [11] E. García Torres, Diseño y Construcción de un Prototipo con Sistema SCADA Aplicado al Control del Micro Clima y Dosificación del Producto Almacebado en Silos, Quito, 2006.
- [12] M. Santos González, Sistemas Telemáticos, Madrid: RA-MA Editorial, 2007.
- [13] M. Santos González, Sistemas Telemáticos, Madrid España: RA-MA, 2007.
- [14] J. . L. Raya Cabrera and C. Raya Pérez, Redes Locales, México D.F.: Alfaomega, 2002.
- [15] W. Tomasi, Sistemas de Comunicaciones Electrónicas, México: Prentice Hall Hispanoamericana, S.A..
- [16] J. J. Rodríguez, D. Tangarife and L. F. Cardona, "Protocolos de Comunicación y de Telecontrol para Sistemas Distribuidos," Colombia, 2008.

- [17] Gobierno de la Prefectura de Pichincha, Catálogo de Proyectos Hidroeléctricos de la Provincia de Pichincha, Quito: AH Editorial, 2003-2004.
- [18] EEQ, División de Generacion, «Datos técnicos Centrales de Generación de la EEQ,» Quito, 2005.
- [19] J. C. Silva, «Lógica de Control para SCADA Central Hidroeléctrica Nayón,» Quito, 2007.
- [20] Empresa Eléctrica Quito, «EEQ modernización del Sistema de Control en la Hidroeléctrica Guangopolo.,» *Contacto*, p. 15, 2013.
- [21] Empresa Eléctrica Quito, «EEQ 56 años de servicio a la comunidad,» *Contacto*, nº 41, pp. 2,3, 2011.
- [22] A. Cadena, «Sistema SCADA de la Empresa Eléctrica Quito,» de *Seminarios de capacitación*, Quito, 2011.
- [23] P. Díaz, «Sistema de Red de Datos y Comunicaciones del Sistema SCADA EEQ,» de *Seminarios de Capacitación EEQ*, Quito, 2011.
- [24] W. Tomasi, Sistema de Comunicaciones Electrónicas, Pearson Prentice Hall, S.A..
- [25] Empresa Eléctrica Quito, «SCADA,» *Contacto*, nº 31, p. 8, 2009.
- [26] K. E. EEQ, «Workstatement 2.2 doc.,» Quito, 2007.
- [27] E. S.A., «SCADA SHERPA V 5.2, Manual de Administración,» Quito.
- [28] KEMA, «Proyecto SCADA, Automatización de Subestaciones EEQ,» de *Capacitación personal EEQ*, Quito, 2011.
- [29] L. Panchi Alvear y F. Iza, «Estudio de Diseño de Diagramas de Operación en Sistemas SCADA para subestaciones de distribución,» *INGENIUS*, nº 5, p. 3, 2011.
- [30] D. Reynders, S. Mackay y E. Wright, Practical Industrial Data Communications, Amsterdam: Elsevier, 2005.
- [31] R. Sánchez Llamas, Implementación de Protocolo de Comunicaciones Modbus/TCP para Linux en lenguaje C++. Aplicación sobre Analizadores de Redes Siemens Sentron PAC4200, Cartagena, Colombia, 2012.
- [32] J. M. Huidrobo Moya, Comunicación de voz y datos, Madrid: Paraninfo, 1996.
- [33] M. Jimenez Buendia, «Comunicaciones Industriales 2, Tema 7 PROTOCOLO MODBUS,» Cartagena.

- [34] Eliop, «Protocolo IEC-104, Perfil de Interoperabilidad,» Quito, 2010.
- [35] ELIOP, SHERPA: El SCADA de ELIOP, 2011.
- [36] H. M. Díaz, Sistemas SCADA.
- [37] COOPER Power Systems, SMP GATEWAY, User Manual, Saint-Jean-Chrysostome (Quebec), 2007.
- [38] ELIOP, Manual de Editor Gráfico, 2012.
- [39] ELIOP, SCADA SHERPA V 5.3 Manual de Base de Datos de Configuración, 2011.
- [40] G. Baca Urbina, Evaluación de Proyectos, Ciudad de México: McGraw-Hill, 1995.
- [41] R. CÉSPEDES, "Implementación de un Sistema SCADA/EMS," in Seminario IEEE, QUITO, 2010.
- [42] Ahuja, H. Ahuja and M. Walsh, Ingeniería de Costos y Administración de Proyectos, Ciudad de México: Alfaomega, S.A. de CV, 1989.
- [43] ESCHER WYSS & CIA, «Turbinas Pelton,» p. 16, 1996.
- [44] GEC-Alsthom, «Turbinas Pelton,» 1996.
- [45] "Regulación CONELEC 005-08". Ecuador Patent Regulación 005-08, 19 junio 2008.
- [46] Tipton and Kalmbach, Inc, «Informe sobre el Proyecto Cumbayá,» Quito, 1961.
- [47] Condumex, cables, «Cable de Guarda con Fibras Ópticas Tipo OPGW, 36 FIBRAS Monomodo.,» 2010.
- [48] J. A. Sánchez López, «Aplicaciones de Interoperabilidad en la automatización de procesos,» *Breves Técnicas, boletín IIE*, pp. 82,83, 2011.
- [49] M. Jimenez Buendia, «Protocolo Modbus,» de *Comunicaciones Industriales*, Cartagena , pp. 1-9.
- [50] G. Baca Urbina, Fundamentos de Ingeniería Económica, Ciudad de México: McGraw-Hill, 2007.
- [51] E. Martinez Abascal, Finanzas Para Directivos, Madrid España: McGraw-Hill/Interamericana de España, S.L.U., 2012.
- [52] S. Jaramillo Vallejo y B. Ushiña Guasgua, «XXVI Seminario Nacional del Sector Eléctrico,» de Modernización del Sistema de Control, Operativo de la Central Cumbayá, Ibarra, 2011.